


<b>N° de Documento: NRF-030-PEMEX-2003</b>	 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> <b>SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</b>
<b>Rev.: 0</b>	
<b>24 – junio – 2003</b>	
<b>PÁGINA 1 DE 115</b>	

**DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS**



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

PÁGINA 2 DE 115

## 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

APRUEBA:

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

México, D. F., a 24 de junio de 2003.


 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 3 DE 115</b></p>
--	--	---

CONTENIDO

<b>CAPÍTULO</b>	<b>PÁGINA</b>
<b>0. INTRODUCCIÓN</b>	<b>5</b>
<b>1. OBJETIVO</b>	<b>6</b>
<b>2. ALCANCE</b>	<b>6</b>
<b>3. ACTUALIZACIÓN</b>	<b>7</b>
<b>4. CAMPO DE APLICACIÓN</b>	<b>7</b>
<b>5. REFERENCIAS</b>	<b>7</b>
<b>6. DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA</b>	<b>8</b>
<b>7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS</b>	<b>12</b>
<b>8. DESARROLLO</b>	<b>13</b>
<b>8.1 Diseño</b>	<b>13</b>
8.1.1 Bases de usuario.	13
8.1.2 Bases de diseño.	13
8.1.3 Materiales.	14
8.1.4 Solicitaciones.	14
8.1.5 Consideraciones básicas para el cálculo de esfuerzos.	15
8.1.6 Presión interna.	16
8.1.7 Expansión y flexibilidad.	20
8.1.8 Estabilidad.	23
8.1.9 Conexiones ramal.	23
8.1.10 Control de la corrosión.	23
8.1.11 Requisitos adicionales para el diseño.	24
8.1.12 Documentación entregable del proyecto.	29
<b>8.2 Construcción</b>	<b>29</b>
8.2.1 Procedimientos de construcción.	29
8.2.2 Certificados de equipo y maquinaria.	30
8.2.3 Materiales	30
8.2.4 Protección anticorrosiva en planta.	31
8.2.5 Lastrado.	31
8.2.6 Derecho de vía.	32
8.2.7 Caminos de acceso.	32
8.2.8 Excavación de zanja.	32
8.2.9 Tendido.	33
8.2.10 Doblado.	33
8.2.11 Alineado.	34
8.2.12 Calificación de los procedimientos de soldadura.	34
8.2.13 Calificación de soldadores.	47
8.2.14 Soldaduras de campo.	47



8.2.15	Protección anticorrosiva en juntas de campo.	51
8.2.16	Prueba dieléctrica del recubrimiento.	51
8.2.17	Bajado y tapado.	51
8.2.18	Empates.	51
8.2.19	Prueba hidrostática.	52
8.2.20	Limpieza interior.	53
8.2.21	Inspección con diablo geómetra.	53
8.2.22	Reacondicionamiento del derecho de vía.	54
8.2.23	Señalización.	55
8.2.24	Protección catódica.	55
8.2.25	Obras especiales.	55
8.2.26	Documentación y registros entregables.	56
<b>8.3</b>	<b>Inspección</b>	<b>57</b>
8.3.1	Inspección Nivel 1.	57
8.3.2	Inspección Nivel 2.	59
8.3.3	Inspección Nivel 3.	65
8.3.4	Inspección Nivel 4.	65
8.3.5	Documentación y registros entregables.	66
<b>8.4</b>	<b>Mantenimiento</b>	<b>66</b>
8.4.1	Mantenimiento preventivo.	66
8.4.2	Mantenimiento correctivo.	67
8.4.3	Documentación y registros entregables.	71
<b>8.5</b>	<b>Seguridad Industrial y protección ambiental.</b>	<b>72</b>
<b>9.</b>	<b>RESPONSABILIDADES.</b>	<b>72</b>
9.1	Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y empresas filiales.	72
9.2	Subcomité técnico de normalización de Pemex Exploración y Producción.	72
9.3	Contratistas y prestadores de servicios.	73
<b>10.</b>	<b>CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS.</b>	<b>73</b>
<b>11.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>	<b>73</b>
<b>12.</b>	<b>ANEXOS.</b>	<b>75</b>
<b>Anexo A</b>	Factores de intensificación de esfuerzos.	75
<b>Anexo B</b>	Conexiones Ramal.	81
<b>Anexo C</b>	Señalización	90
<b>Anexo D</b>	Trampa de diablos.	104
<b>Anexo E</b>	Planos del proyecto.	112
<b>Anexo F</b>	Camisa de Refuerzo.	113
<b>Anexo G</b>	Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída.	114

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 5 DE 115</b></p>
--	--	---

## 0. INTRODUCCIÓN

En la actualidad Pemex cuenta con una gran infraestructura terrestre en donde se tiene una gran red de ductos para el transporte de hidrocarburos distribuidos a lo largo de la República Mexicana. En los próximos años, como consecuencia del desarrollo de nuevos proyectos de transporte de hidrocarburos, se tiene previsto el diseño y construcción de nuevos ductos terrestres, sin olvidar las fases de inspección y mantenimiento para ductos existentes. Todo esto conlleva a que se cuente con una normatividad acorde con las exigencias de los trabajos a desarrollar y que cumpla con los requerimientos necesarios para tener instalaciones seguras.

En el diseño, construcción e inspección de ductos terrestres se ha utilizado por varios años normatividad extranjera y algunas especificaciones nacionales. Dicha normatividad cumple con los requerimientos del país de origen, por lo que Pemex vio la necesidad de elaborar esta norma que toma en cuenta las características y condiciones propias de nuestro país, sin dejar a un lado los criterios y necesidades de la entidad, buscando siempre mejorar las condiciones de operación y seguridad de estas instalaciones. Asimismo se incorporan experiencias de construcción y operación que se han obtenido a lo largo de muchos años de trabajos realizados en toda la República Mexicana.

En el capítulo de diseño, a los sistemas de transporte de hidrocarburos gaseosos, se les aplica el criterio de clasificación de áreas. El capítulo de construcción presenta las etapas constructivas de una manera secuencial, facilitando así su consulta. La sección de soldadura se divide en los siguientes tres aspectos: calificación del procedimiento, calificación de soldadores y soldadura de juntas de campo. Anteriormente no se tenían criterios de inspección específicos que aseguraran una inspección total del ducto; en esta norma, se incorporan criterios de inspección orientados a reflejar la situación general del ducto de una manera completa, así como la frecuencia con la que se debe realizar.


Esta norma no es un manual de diseño, por lo que no se elimina la necesidad de contar con ingenieros que apliquen su criterio en las diferentes etapas comprendidas en este documento. Los requerimientos de esta norma proporcionan seguridad a los ductos terrestres bajo condiciones de operación normales, por lo que no se incluyen aspectos que se pueden presentar bajo condiciones inusuales. Asimismo no se describen de manera específica todos los detalles de diseño, construcción y mantenimiento que se pueden presentar, situación que debe analizar y resolver el grupo de ingeniería responsable del proyecto.

Este documento normativo se realizó en atención y cumplimiento a:

- La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- La Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y su Reglamento.
- La Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y su Reglamento.
- Las Reglas Generales para la Contratación y Ejecución de Obras Públicas.
- Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas NMX-Z-13/1-1997.
- Guía para la emisión de Normas de Referencia de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Políticas, bases y lineamientos en materia de obras públicas y servicios relacionados con las mismas, para Petróleos Mexicanos, sus Organismos subsidiarios y Empresas filiales.

Participaron en su elaboración: Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos e Instituciones que se indican a continuación:

- Pemex Exploración y Producción (PEP).
- Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).
- Pemex Refinación (PREF).
- Pemex Petroquímica (PP).
- Petróleos Mexicanos.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 6 DE 115</b></p>
--	--	---

- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM).
- Constructora Subacuática DIAVAZ, S.A. de C.V.
- Grupo Protexa.
- Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción.

## 1. OBJETIVO

Contar en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios con un documento normativo para su aplicación en los procesos de diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres destinados al transporte de hidrocarburos.

## 2. ALCANCE

Esta norma incluye aspectos de diseño, construcción, inspección y mantenimiento tanto de la línea regular como de las obras especiales de los sistemas de ductos para transporte y recolección de hidrocarburos tanto amargos como no amargos.

Esta norma no incluye los sistemas de transporte de hidrocarburos dentro de los límites de batería de las refinерías, plantas de tratamiento de gas, estaciones de compresión, bombeo y otras instalaciones que se requieren como parte del sistema de transporte pero que no forman parte de la línea regular o de las obras especiales.


Un ducto de transporte se extiende entre trampa de diablos, o de no existir ésta, hasta la primera válvula de aislamiento dentro de las fronteras de estaciones de almacenamiento, compresión, bombeo, etc. Se incluyen tanto los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo, condensados, gasolina natural y productos derivados de la refinación del petróleo) como los sistemas de transporte de hidrocarburos gaseosos (gas natural derivado de la extracción, gas asociado o residual, gas natural procesado y gas L.P.).

Esta norma mantiene vigentes las siguientes especificaciones internas de Pemex, en los conceptos referidos a continuación:

- Pemex No. 2.421.01 "Sistemas de tuberías de transporte y recolección de hidrocarburos" en lo correspondiente a bridas, accesorios y válvulas.
- CID-NOR-N-SI-0001 "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte" en lo referente a las estaciones de almacenamiento, compresión y bombeo, así como sus correspondientes sistemas de tubería que interconectan dichas estaciones con las trampas o ductos de recolección y transporte.

Asimismo, deja sin efecto las siguientes especificaciones:

- No.03.0.02 "Derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos"
- No. 09.01.06 "Instrumentación y dispositivos de protección para los sistemas de transporte por tubería".

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 7 DE 115</b></p>
--	--	---

### 3. ACTUALIZACIÓN

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de PEP, quien debe 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, 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 requieren.

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 APLICACIÓN

Esta norma es de aplicación general y observancia obligatoria en la contratación de los servicios objeto de la misma, que lleven a cabo los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Por lo que, debe ser incluida en los procedimientos de contratación: Licitación Pública, Invitación a Cuando Menos Tres Personas, o Adjudicación Directa, como parte de los requisitos que debe cumplir el proveedor, contratista o licitante.

### 5. REFERENCIAS

- NOM-117-ECOL-1998 Especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía terrestres existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
- NOM-026-STPS-1998 Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- NOM-027-STPS-1998 Soldadura y corte: Condiciones de seguridad a higiene.
- NMX-B-482-1991 Capacitación, calificación y certificación de personal de ensayos no destructivos.
- NRF-001-PEMEX-2000 Tubería de acero para la recolección y transporte de hidrocarburos amargos.
- NRF-002-PEMEX-2001 Tubería de acero para la recolección y transporte de hidrocarburos no amargos.
- NRF-004-PEMEX-2000 Protección anticorrosiva a instalaciones superficiales.
- NRF-005-PEMEX-2000 Protección interior de ductos con inhibidores.
- NRF-009-PEMEX-2001 Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento.
- NRF-026-PEMEX-2001 Protección anticorrosiva a ductos enterrados y sumergidos.
- NRF-033-PEMEX-2002 Lastre de concreto para tubería de conducción.
- NRF-047-PEMEX-2002 Diseño, instalación y mantenimiento de sistemas de protección catódica.
- NRF-060-PEMEX-2002 Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 8 DE 115</b></p>
--	--	---

## 6. DEFINICIONES Y TERMINOLOGIA.

Para los fines de esta Norma, así como para las actividades que se desarrollan en los trabajos relacionados con Normatividad, se utilizarán como definiciones las siguientes:

**Abolladura.** Depresión en la superficie del tubo.

**Accesorios.** Válvulas, actuadores, sistemas de inyección de inhibidores, rectificadores, medidores, etc.

**Ánodo.** Elemento emisor de corriente eléctrica (electrodo) en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

**Ánodo galvánico o de sacrificio.** Es el metal con potencial de oxidación más electronegativo que el ducto por proteger y que se consume al emitir corriente de protección.

**Anomalía.** Cualquier daño mecánico, defecto o condiciones externas que puedan poner o no en riesgo la integridad del ducto.

**Bases de Diseño.** Es toda la información requerida para el desarrollo adecuado del proyecto.

**Bases de Usuario.** Información proporcionada por el área interesada en la construcción, acerca de las necesidades y características que debe cumplir el sistema.

**Camisas mecánicas** dispositivos como grapas, abrazaderas de fábrica ó envoltentes atornilladas ó soldadas en la sección de la tubería

**Cátodo.** Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura a proteger.

**Conexiones.** Aditamentos que sirven para unir o conectar tubería, tales como: Tes, bridas, reducciones, codos, "tredolets", "weldolets", "socolets", etc.

**Corrosión.** Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

**Corrosión atmosférica.** Es la corrosión por acción del medio ambiente y generalmente se presenta en las instalaciones aéreas.

**Corrosión generalizada.** Es una corrosión de tipo uniforme en toda la superficie de la instalación.


**Corrosión localizada.** Es aquella corrosión no homogénea que se presenta en la superficie con la formación de películas no uniformes.

**Clasificación por Clase de Localización.** Categorización que se realiza al ducto considerando el número y proximidad de las construcciones en un área geográfica unitaria a lo largo de su eje longitudinal, y que toma en cuenta el servicio y la seguridad del sistema.

**Daño caliente (quemadura).** Un daño caliente o quemadura es una pérdida de material debida al arco inducido por el paso del electrodo.

**Daño mecánico.** Es aquel producido por un agente externo, ya sea por impacto, rayadura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.



 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 9 DE 115</b></p>
--	--	---

**Defecto.** Discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.

**Derecho de vía.** Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.

**Diablo.** Equipo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza e inspección del mismo.

**Diablo de limpieza.** Herramienta para limpieza interior del ducto.

**Diablo geómetra.** Herramienta que se utiliza para verificar la existencia de abolladuras, dobleces y geometría interna del ducto.

**Diablo Simulador.** Su propósito es verificar que el diablo instrumentado pase a lo largo de todo el ducto.

**Diablo Instrumentado.** Herramienta inteligente utilizada para registrar daños y defectos en la pared del ducto.

**Ducto.** Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., sujeto a presión y por medio del cual se transportan los hidrocarburos (Líquidos o Gases).

**Ducto enterrado.** Es aquel ducto terrestre que está alojado bajo la superficie de un suelo seco o húmedo.

**Ducto no restringido.** Ducto o tramo de tubería que no tiene una importante restricción axial y por tanto permite las deformaciones axiales.

**Ducto restringido.** Ducto o tramo de tubería que debido a sus condiciones en los extremos tiene restricción o limitación en permitir deformaciones axiales.

**Ducto sumergido.** Es aquel ducto terrestre que debido a su trayectoria puede encontrarse enterrado o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.).

**Esfuerzo.** Es la relación entre la fuerza aplicada y el área de aplicación, se expresa en  $N/mm^2$  o  $lb/pulg^2$ .

**Esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS).** Es la resistencia a la fluencia mínima indicada por las especificaciones del fabricante de la tubería, en  $N/mm^2$  (Psi).

**Esfuerzo tangencial o circunferencial.** Es el esfuerzo ocasionado por la presión de un fluido en la pared interna de la tubería actuando de manera circunferencial en el plano perpendicular al eje longitudinal del tubo.


**Grieta.** Discontinuidad que se presenta como una abertura perceptible a simple vista.

**Fisura.** Discontinuidad que se presenta como una abertura pequeña no perceptible a simple vista.

**Inclusión de escoria.** Es un sólido no metálico atrapado dentro de la soldadura o entre la soldadura y el metal base.

**Inhibidor de corrosión.** Compuesto químico orgánico o inorgánico que al colocarse en la pared de la tubería forma una película entre ésta y el medio corrosivo, disminuyendo la velocidad de corrosión.

**Instalación superficial.** Porción de ducto no enterrado utilizado en troncales, válvulas de seccionamiento, trampas de envío y recibo que se emplean para desviar, reducir y regular la presión en el ducto, incluye válvulas, instrumentos de control y tubería.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 10 DE 115</b></p>
--	--	--

**Junta de aislamiento.** Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.

**Lingada.** Sección de tubería de longitud variable, formada por tramos soldados a tope de manera circunferencial.

**Mantenimiento correctivo.** Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo.

**Mantenimiento preventivo.** Acción u operación que se aplica para evitar que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre, a fin de no interrumpir las operaciones de este; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección al sistema, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento, procurando que sea en el menor tiempo y costo.

**Muesca.** Pérdida de material en la pared del ducto producida por el golpe de un objeto agudo.

**Obras especiales.** Son todas aquellas obras diferentes a la línea regular como son: área de trampas, área de válvulas de seccionamiento, cruces, etc., las cuales requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.

**Penetrómetro o indicador de calidad.** Instrumento utilizado para medir la sensibilidad de imagen de los rayos X y/o rayos Gamma.

**Picadura.** Corrosión localizada confinada a un punto o a una área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.

**Pierna muerta.** Componentes de un sistema de tubería que normalmente no tienen un flujo significativo, como por ejemplo: ramales de desfogue, tuberías con válvulas de bloqueo normalmente cerradas, tuberías con un desfogue final, piernas de soporte inactivas presurizadas, tubería de derivación con válvula de control de estancamiento, tubería con bomba de reserva, bridas de nivel, cabezales de entrada y salida con válvulas de alivio, ventilación en puntos altos, puntos simples de drenaje, purgadores e instrumentos de conexión.

**Presión de diseño.** Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual o mayor a la presión de operación máxima.

**Presión de operación máxima ( $P_{OM}$ ).** Es la presión máxima a la que un ducto es sometido durante su operación.

**Protección catódica.** Es el procedimiento electroquímico para proteger los ductos enterrados y/o sumergidos contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial convirtiendo la superficie metálica en cátodo mediante el paso de corriente directa proveniente del sistema seleccionado.


**Ranura.** Abertura delgada y poco profunda producida por algún objeto filoso.

**Rayón o tallón.** Pérdida de material causado por el rozamiento con otro objeto o rozamiento continuo.

**Rayos Gamma.** Radiación de longitud de onda fija no controlable.

**Rayos X.** Radiación de longitud de onda controlable utilizada para obtener radiografías de alta sensibilidad.

**Reparación Definitiva.** Es el reemplazo de la sección cilíndrica del tubo que contiene el defecto.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 11 DE 115</b></p>
--	--	--

**Reparación Permanente.** Es el reforzamiento de una sección de tubería que contiene el defecto, mediante la colocación de una envolvente no metálica o metálica soldada longitudinalmente y donde la correspondiente soldadura circunferencial es opcional.

**Reparación Provisional.** Es la acción de colocar envolventes tales como grapas de fábrica o hechizas atornilladas en la sección de tubería que contiene un daño o defecto.

**Sanidad del ducto.** Área de un ducto cuyo material base y/o soldadura no contiene discontinuidades de tal forma que se puede aplicar soldadura, de una manera segura, sobre la superficie del ducto sin ponerlo fuera de servicio.

**Solicitud.** Carga de tipo estático o dinámico que actúa en el ducto y que debe ser considerada durante el diseño.

**Soporte.** Elemento que soporta tanto cargas estáticas como dinámicas en la tubería y equipos a los cuales se encuentra asociado.

**Técnica de inspección de pared sencilla.** Es aquella en la que la radiación atraviesa solamente una pared de la soldadura (por lo general, la fuente está centrada en el interior de la tubería), la cual será interpretada para su aceptación en la radiografía.

**Técnica de inspección de doble pared.** Es aquella en la que la radiación atraviesa dos paredes (la fuente se encuentra fuera de la tubería), de las cuales solo será interpretada para su aceptación en la radiografía, la pared de la soldadura del lado de la película.

**Temperatura de Diseño.** Es la temperatura esperada en el ducto, bajo condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.

**Temperatura de Operación.** Es la temperatura máxima del ducto en condiciones normales de operación.

**Trampa de diablos.** Dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto.

**Tubería.** Componente de diferentes materiales que se utilizan dentro de un sistema de ductos.

**Tubo.** Porción cilíndrica que se utiliza estructuralmente o como parte de un sistema de conducción.


**Válvula de alivio.** Es un accesorio relevador automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.

**Válvula de seccionamiento.** Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto y que se encuentra espaciada de acuerdo a su clase de localización.

**Velocidad de corrosión.** Es la relación del desgaste del material metálico con respecto al tiempo, en mm/año (pulg/año).

**Ventilas.** Sección de tubería utilizada en los encamisados con la finalidad de ventilar al exterior, gases concentrados en el espacio entre la camisa y el ducto.


**Zona Rural.** Área que tiene las mismas características de Clase de Localización 1 y 2 en ductos que transportan gas.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 12 DE 115</b></p>
--	--	--

**Zona Urbana.** Área que tiene las mismas características de Clase de Localización 3 y 4 en ductos que transportan gas.

## 7. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS.

A	Área de la sección transversal de acero del tubo, en mm <sup>2</sup> (pulg <sup>2</sup> ).
ASME	(American Society of Mechanical Engineers) Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
ASNT	(American Society For Non Destructive Testing) Sociedad Americana para Ensayos No Destructivos.
cm	centímetros.
D	Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)
E	Módulo de elasticidad del acero, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
EMA	Entidad Mexicana de Acreditación.
ERW	(Electric Resistance Welding) Soldadura por resistencia eléctrica.
f <sub>CP</sub>	Factor de capacidad permisible por presión interna.
f <sub>TEMP</sub>	Factor de diseño por temperatura.
f <sub>DIS</sub>	Factor de diseño por presión interna.
F <sub>S</sub>	Fuerza cortante aplicada al ducto, en N (lbs).
i <sub>i</sub>	Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión en el plano del miembro.
i <sub>o</sub>	Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión fuera de o transversal al plano del miembro.
m	metros.
mm	milímetros.
M <sub>i</sub>	Momento de flexión en el plano del miembro, en N-mm (lb-pulg).
M <sub>o</sub>	Momento de flexión fuera de o transversal al plano del miembro, en N-mm (lb-pulg).
M <sub>t</sub>	Momento de torsión, en N-mm (lb-pulg).
M <sub>b</sub>	Momento flexionante aplicado al ducto, en N-mm (lb-pulg).
P	Capacidad permisible por presión interna, en N/mm <sup>2</sup> (Psi).
P <sub>e</sub>	Presión externa hidrostática en la tubería, en N/mm <sup>2</sup> (psi).
P <sub>i</sub>	Presión interna, en N/mm <sup>2</sup> (Psi).
P <sub>OM</sub>	Presión de operación máxima.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PQR	(Procedure Qualification Record) Registro de Calificación de Procedimiento.
S <sub>A</sub>	Esfuerzo longitudinal permisible, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
SAW	(Submerged Arc Welding) Soldadura por arco sumergido.
SCADA	(Supervisory Control And Data Acquisition) Sistema de Control y Adquisición de Datos.
SMYS	(Specified Minimum Yielding Strength) Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado, en N/mm <sup>2</sup> (Psi).
S <sub>L</sub>	Esfuerzo longitudinal, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
S <sub>h</sub>	Esfuerzo circunferencial debido a la presión del fluido, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
S <sub>eq</sub>	Esfuerzo equivalente, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
S <sub>b</sub>	Esfuerzo de flexión equivalente, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
S <sub>t</sub>	Esfuerzo de torsión, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
S <sub>S</sub>	Esfuerzo cortante, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
t	Espesor de pared de diseño por presión interna, en mm (pulg.)
t <sub>c</sub>	Espesor de pared adicional por corrosión, en mm (pulg.).
t <sub>r</sub>	Espesor mínimo requerido por presión interna, en mm (pulg.).
Tr	Torsión aplicada al ducto, en N-mm (lb-pulg).
T <sub>1</sub>	Temperatura en el momento de la instalación de la tubería, en °C (°F).
T <sub>2</sub>	Temperatura máxima o mínima de operación, en °C (°F).
WPS	(Welding Procedure Specification) Especificación de Procedimiento de Soldadura.
Z	Módulo de sección del tubo, en mm <sup>3</sup> (pulg <sup>3</sup> ).
α	Coefficiente lineal de expansión térmica, en mm/mm/°C (pulg/pulg/°F).

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 13 DE 115</b></p>
--	--	--

- ψ Relación de Poissón = 0.30 para el acero.
- “ Pulgadas.
- ° Grados.

## **8. DESARROLLO.**

### **8.1 Diseño.**

En este capítulo se establecen los requisitos para el diseño y selección de materiales de los ductos para recolección y transporte de hidrocarburos considerando las condiciones de operación, requisitos particulares del derecho de vía y de la construcción.

En el diseño deben evitarse condiciones que puedan causar esfuerzos mayores a los permisibles y que puedan causar fallas al sistema. Se deben tomar medidas adicionales para proteger al ducto cuando se encuentre expuesto a actividades que puedan originarle daños.

#### **8.1.1 Bases de usuario.**

El área que solicite la construcción de un sistema de ductos para la transportación de hidrocarburos, debe expedir las bases de usuario donde se indiquen las características técnicas y parámetros de calidad que el ducto debe cumplir. La mínima información que debe contener este documento es:


- Descripción de la obra.
- Alcance del proyecto.
- Localización.
- Condiciones de operación.
- Características del fluido a transportar.
- Información sobre el derecho de vía ó sugerencia de trazo.
- Condiciones de mantenimiento.
- Instrumentación y dispositivos de seguridad.

Con esta información el diseñador debe elaborar las bases de diseño conforme se indica en el siguiente párrafo.

#### **8.1.2 Bases de diseño.**

La información mínima que deben contener las bases de diseño es la siguiente:

- Características físicas y químicas del fluido.
- Clases de localización en el derecho de vía.
- Especificaciones del material y componentes seleccionados de acuerdo con 8.1.3.
- Presión y temperatura en condiciones normales y máximas de operación.
- Cargas sobre el ducto durante su fabricación, instalación, operación y mantenimiento de acuerdo con 8.1.4.
- Espesor adicional por desgaste de corrosión.
- Procesos de operación y mantenimiento.
- Protección contra la corrosión interna y externa.
- Características del derecho de vía.
- Requerimientos adicionales de diseño indicados en 8.1.11.
- Normas y especificaciones a utilizarse en el proyecto.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 14 DE 115</b></p>
--	--	--

Dicha información debe presentarse al coordinador de proyecto de PEMEX para su aprobación antes de continuar con el desarrollo del proyecto.

### 8.1.3 Materiales.

Los materiales que forman parte de un sistema de transporte de hidrocarburos por ductos, deben ser los adecuados para brindar un servicio seguro bajo las condiciones de operación del sistema. El diseñador es responsable de seleccionar los componentes que conformarán el sistema de transporte y éstos deben ser los apropiados para soportar las condiciones de operación del sistema, así como, las características del fluido transportado sin presentar falla o fuga y sin demeritar la seguridad y calidad del servicio. Los materiales y equipos deben seleccionarse de acuerdo con lo establecido en esta norma y con lo indicado en aquellas a las que se haga referencia. Asimismo, los materiales deben utilizarse de acuerdo a las recomendaciones del fabricante o proveedor.

**8.1.3.1 Tubería.** El material considerado en esta norma debe ser de acero y su fabricación debe cumplir con las normas de referencia abajo indicados.

NRF-001-PEMEX-2000 "Tubería de acero para la recolección y transporte de hidrocarburos amargos"  
NRF-002-PEMEX-2001 "Tubería de acero para la recolección y transporte de hidrocarburos no amargos"

Los grados de tubería no considerados en éstas normas de referencia de PEMEX, deben apearse a la especificación PSL-2 del API-5L o equivalente, respetándose el proceso de soldadura SAW o ERW y costura longitudinal indicado en las normas de referencia citadas.

**8.1.3.2 Accesorios.** Las bridas, conexiones soldables, espárragos, tuercas, empaques y demás accesorios utilizados en los sistemas de transportación de hidrocarburos, deben satisfacer los requisitos de composición química, capacidad mecánica, fabricación, componentes y calidad, indicados en la especificación de Pemex No. 2.421.01.

Todas las válvulas, bridas, uniones y accesorios en general, deben estar marcados de acuerdo a lo indicado en la especificación de Pemex No. 2.421.01.

### 8.1.4 Solicitaciones.


**8.1.4.1 Presión.** Todos los ductos deben diseñarse para soportar una presión interna de diseño la cual no debe ser menor que la presión de operación máxima ( $P_{OM}$ ). En caso de ductos sumergidos, debe considerarse en el diseño el diferencial positivo máximo posible entre la presión externa y la presión interna.

**8.1.4.2 Cargas Vivas.** Incluyen el peso del fluido transportado y cualquier otro material externo tal como hielo o nieve que se encuentre adherido al ducto.

**8.1.4.3 Cargas Muertas.** Incluyen el peso propio del tubo, componentes o accesorios, recubrimientos y relleno de la zanja.

**8.1.4.4 Cargas Dinámicas.** Incluyen: Sismo, viento, oleaje, corriente, impacto, etc.

**8.1.4.5 Efectos de incremento de presión por expansión del fluido.** En el diseño deben tomarse medidas para proveer la resistencia suficiente o aliviar el incremento de presión ocasionado por el calentamiento del fluido transportado.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 15 DE 115</b></p>
--	--	--

**8.1.4.6 Cargas por expansión térmica y por contracción.** Se deben tomar las medidas necesarias para prevenir los efectos por expansión térmica y por contracción en los sistemas de tuberías.

**8.1.4.7 Movimientos relativos de componentes conectados.** El efecto del movimiento relativo de componentes conectados, deben tomarse en cuenta en el diseño del tubería y de aquella que, debido a su disposición, se encuentre soportando ciertos elementos que le ocasionen movimientos.

**8.1.4.8 Socavación, azolve y erosión de riberas.** Los efectos debidos a la socavación y erosión de riberas así como el azolve deben considerarse en el diseño de cruzamientos subfluviales.

**8.1.4.9 Interacción suelo-tubería.** En el diseño de ductos enterrados debe considerarse la interacción entre el suelo y la tubería, para determinar los desplazamientos longitudinales y las deformaciones de ésta última, principalmente en suelos no homogéneos.


**8.1.5 Consideraciones básicas para el cálculo de esfuerzos.**

Deben considerarse los siguientes requisitos para el análisis del ducto:

- a) Esfuerzos en la tubería: Para el cálculo del esfuerzo en la tubería debe considerarse el efecto de las restricciones tales como fricción en los soportes, conexiones ramal, interferencias laterales, etc.
- b) Factores de intensificación de esfuerzos: Los cálculos deben tomar en cuenta los factores de intensificación del esfuerzo correspondientes a otros componentes además del claro recto de tubería. Se puede considerar una flexibilidad extra de tales componentes. En ausencia de más datos directamente aplicables, se pueden usar los factores de flexibilidad y los factores de intensificación de esfuerzos mostrados en el Anexo A de esta norma.
- c) Dimensiones del tubo: En los cálculos de flexibilidad, deben usarse dimensiones nominales del tubo y de las conexiones.
- d) Esfuerzos en curvas, dobleces y curvas de expansión: El cálculo de los esfuerzos del tubo en curvas, dobleces o curvas de expansión deben determinarse con base al intervalo total de temperatura, desde la mínima hasta la máxima normalmente esperada.
- e) Fuerzas y momentos por temperatura: El cálculo de las fuerzas y momentos por temperatura sobre anclajes debe basarse en la diferencia mayor entre la temperatura de instalación y la temperatura de operación mínima o máxima.
- f) Radio mínimo de codos: Todos los ductos deben permitir el paso del equipo instrumentado, por lo que el radio mínimo de los codos es de 3D. Las variaciones en el diámetro interno de la tubería deben ser las mínimas. Cuando se conecten tuberías de diferente diámetro interior, el ángulo en la transición no debe exceder de 14°.

**8.1.5.1 Cargas en elementos que soportan tubería.** Las fuerzas y momentos generados en la tubería y elementos conectados, deben evaluarse y cumplir con los requisitos de seguridad del elemento.

**8.1.5.2 Soportes, abrazaderas y anclajes para tuberías.** En el diseño de soportes, abrazaderas y anclajes, debe considerarse los siguientes puntos importantes:

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 16 DE 115</b></p>
--	--	--

- a) Los soportes deben diseñarse para sostener la tubería, sin causar excesivos esfuerzos locales y sin imponer grandes fuerzas de fricción axiales o laterales que puedan impedir el libre desplazamiento deseado del ducto según las condiciones de diseño.
- b) Pueden ocasionalmente requerirse abrazaderas y/o dispositivos de amortiguamiento para evitar la vibración de la tubería.
- c) Todos los anclajes de la tubería deben diseñarse para disminuir los esfuerzos sobre la pared del tubo. Las abrazaderas de tubo y anillos deben considerarse en primer término, cuando cumplan con las funciones de soporte o de anclaje.
- d) Si la tubería opera a un esfuerzo circunferencial menor que el 50% del esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS), los soportes o anclajes estructurales pueden soldarse directamente a la tubería. Los requerimientos de dimensionamiento y resistencia de la soldadura deben estar de acuerdo con las especificaciones estructurales.
- e) Si la tubería opera a un esfuerzo circunferencial mayor o igual que el 50% del esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS), los soportes o anclajes estructurales deben soldarse a un elemento que rodee completamente al tubo. Cuando sea necesario proporcionar mayor firmeza al sistema de fijación, como es el caso de un anclaje, el tubo puede ser soldado únicamente al miembro de sujeción que lo rodea y, el soporte al miembro que rodea al tubo y no al tubo. La conexión del tubo y la abrazadera debe ser mediante soldadura continua.
- f) Se pueden usar las secciones aplicables del MSS-SP-58 o equivalente para materiales, diseño y fabricación de soportes, y la MSS-SP-69 o equivalente para su selección y aplicación.
- g) Todas las juntas de tubería superficial deben ser capaces de resistir la fuerza máxima debido a la presión interna, así como las fuerzas adicionales ocasionadas por la expansión o contracción térmica o por el peso de la tubería y su contenido.
- h) Si se considera la posibilidad de utilizar acopladores tipo compresión o manguito en tuberías superficiales, entonces se deben tomar las precauciones para resistir las fuerzas longitudinales citadas en el párrafo anterior. Si tales provisiones no se toman en cuenta durante la construcción del acoplamiento, se deben disponer de abrazaderas o anclajes necesarios para protegerla, pero su diseño no debe interferir con el funcionamiento normal de la junta ni con su adecuado mantenimiento. Los soportes o anclajes deben reunir los requerimientos de los incisos d) y e).

#### 8.1.6 Presión interna.

La tubería y sus componentes deben diseñarse para una presión interna de diseño ( $P_i$ ) igual o mayor que la presión de operación máxima ( $P_{OM}$ ) a régimen constante, la cual no debe ser menor a la presión de la carga hidrostática en cualquier punto del ducto en una condición estática.


La capacidad por presión interna para tubería que transporta líquido o gas, está dada por la siguiente expresión basada en la fórmula de Barlow (ASME B31.8, sección 841.11):

$$P_i = \frac{2t(SMYS)}{D} \quad (1)$$

donde:

$P_i$  Presión interna, en  $N/mm^2$  (Psi).



 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 17 DE 115</b></p>
--	--	--

- D Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)
- t Espesor de pared de acero del tubo, en mm (pulg.).
- SMYS Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado del tubo (Specified Minimum Yielding Strength), en N/mm<sup>2</sup> (Psi).

**8.1.6.1 Capacidad permisible por presión interna.** La capacidad permisible por presión interna para tubería que transporta líquido o gas, se debe calcular de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P = f_{CP} P_i \quad (2)$$

donde:

- P Capacidad permisible por presión interna, en N/mm<sup>2</sup> (Psi).
- P<sub>i</sub> Presión interna, en N/mm<sup>2</sup> (Psi).
- f<sub>CP</sub> Factor de capacidad permisible por presión interna.

El factor de capacidad permisible (f<sub>CP</sub>) se determina como sigue:

$$f_{CP} = f_{DIS} f_{TEMP} \quad (3)$$

donde:

- f<sub>DIS</sub> Factor de diseño por presión interna que depende del tipo de fluido transportado, de acuerdo a la sección 8.1.6.1.1 para Gases y 8.1.6.1.2 para Líquidos.
- f<sub>TEMP</sub> Factor de diseño por temperatura, (Ver Tabla 1).


Temperatura		Factor de Diseño (f <sub>TEMP</sub> )
°C	°F	
121 o menos	250 o menos	1.000
149	300	0.967
177	350	0.933
204	400	0.900
232	450	0.867

**Tabla 1. Factor de diseño por temperatura (f<sub>TEMP</sub>)**

**8.1.6.1.1 Gas.**

**8.1.6.1.1.1 Clasificación por Clase de Localización.** El área unitaria que será la base para determinar la clasificación por clase de localización en ductos que transportan gas comprende una zona de 1600 m (1 milla) de longitud en la ruta de la tubería con un ancho de 400 m (1/4 milla), 200 m a cada lado del eje de la tubería. La clasificación se debe determinar de acuerdo con el número de construcciones localizadas en esta área unitaria. Para propósito de esta norma, cada vivienda o sección de una construcción destinada para fines de ocupación humana o habitacional se considera como una construcción por separado.

**Clase de Localización 1.** Corresponde con la tubería que en su área unitaria se tienen 10 o menos construcciones destinadas a ocupación humana.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento</b> NRF-030-PEMEX-2003</p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 18 DE 115</b></p>
--	--	--

**Clase de Localización 2.** Corresponde a aquella tubería que en su área unitaria se tienen más de 10 pero menos de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.

Los ductos que cumplan con las Clases 1 o 2, pero que dentro de su área unitaria se encuentren al menos un sitio de reunión o concentración pública de más de 20 personas, tales como iglesias, escuelas, salas de espectáculos, cuarteles, hospitales o áreas de recreación, se deben considerar dentro de los requerimientos de la Clase de Localización 3.

**Clase de Localización 3.** Es la tubería que cumple con una de las siguientes condiciones:

- a) Cuando en su área unitaria se tenga más de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.
- b) Cuando exista una o más construcciones a menos de 90 metros del eje de la tubería y se encuentre(n) ocupada(s) por 20 o más personas por lo menos 5 días a la semana durante 10 semanas al año.
- c) Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100 metros del eje del ducto y ésta sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, tal como un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión.
- d) Cuando se tenga la existencia de áreas destinadas a fraccionamientos o casas comerciales, en donde se pretende instalar una tubería a menos de 100 metros, aún cuando al momento de su construcción, solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo.
- e) Cuando el ducto se localice en sitios donde a 100 metros o menos haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas (ductos de agua, eléctricos, drenajes, etc.), en el entendido de que se considera tránsito intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo.

**Clase de Localización 4.** Corresponde a la tubería que en su área unitaria se encuentran edificios de 4 o más niveles contados desde el nivel de suelo, donde el tráfico sea pesado o denso; o bien, donde existan numerosas instalaciones subterráneas.

Cuando exista un grupo de casas o edificaciones cercanas a la frontera que divide dos Clases, las áreas unitarias se deben ajustar considerando el nivel de seguridad más crítico (Clases) extendiéndose 200 metros desde el último edificio del grupo más próximo a la siguiente área unitaria de menor nivel de seguridad, siguiendo el eje de la tubería, y que cumpla con los requerimientos del correspondiente nivel de seguridad.

Para ductos cuya longitud sea menor que 1600 metros (1 milla), la clasificación será asignada de acuerdo a la que corresponda a un ducto de 1600 metros (1 milla) de longitud que atraviesa la misma área.

#### **8.1.6.1.1.2 Factores de Diseño.**

Los factores de diseño a utilizarse en el cálculo de la capacidad permisible por presión interna para ductos que transportan gas, se muestran en las Tablas 2 y 3.

#### **8.1.6.1.2 Líquido.**

El factor de diseño ( $f_{DIS}$ ) a utilizarse en el cálculo de la capacidad permisible por presión interna para ductos que transportan líquidos es de 0.72.

**8.1.6.2 Espesor mínimo requerido.** La tubería de acero al carbono debe tener un espesor mínimo de pared requerido para soportar los esfuerzos producidos por presión interna. Este espesor se determina mediante la siguiente expresión:

$$t_r = t + t_c \quad (4)$$

donde:

- $t_r$  Espesor mínimo requerido por presión interna, en mm (pulg.).
- $t$  Espesor de diseño por presión interna (Ver 8.1.6.2.1), en mm (pulg.).
- $t_c$  Espesor de pared adicional por corrosión (Ver 8.1.6.2.2), en mm (pulg.).

El espesor comercial debe seleccionarse a partir del espesor mínimo requerido ( $t_r$ ). A éste espesor comercial se debe restar el porcentaje por tolerancia de fabricación (ver 8.1.6.2.3), esta diferencia debe ser mayor o igual al mínimo requerido. En caso contrario seleccionar el inmediato superior que se fabrique.

$$t_r \geq \text{Espesor comercial} - \text{Porcentaje de tolerancia por fabricación}$$


**8.1.6.2.1 Espesor de diseño.** El espesor de diseño ( $t$ ) por presión interna de un tubo de acero se calcula utilizando las expresiones (1) y (2).

Clasificación por Clase de Localización	Factor de Diseño ( $f_{DIS}$ )
Clase 1	0.72
Clase 2	0.60
Clase 3	0.50
Clase 4	0.40

**Tabla 2. Factor de diseño por presión interna ( $f_{DIS}$ ) para ductos que transportan gas**

Tipo de instalación	Clasificación por Clase de Localización			
	1	2	3	4
Ductos, troncales y de servicio	0.72	0.60	0.50	0.40
Cruces de caminos y vías de FF.CC. sin encamisado:				
a) Caminos privados.	0.72	0.60	0.50	0.40
b) Caminos sin pavimentar	0.60	0.60	0.50	0.40
c) Caminos, autopistas o calles públicas, vías de FF.CC	0.60	0.50	0.50	0.40
Cruces de caminos y vías de FF.CC con encamisado:				
a) Caminos privados.	0.72	0.60	0.50	0.40
b) Caminos sin pavimentar	0.72	0.60	0.50	0.40
c) Caminos, autopistas o calles públicas, vías de FF.CC	0.72	0.60	0.50	0.40
Ductos paralelos a caminos y vías de FF.CC				
a) Caminos privados.	0.72	0.60	0.50	0.40
b) Caminos sin pavimentar	0.72	0.60	0.50	0.40
c) Caminos, autopistas o calles públicas, vías de FF.CC	0.60	0.60	0.50	0.40
Ductos sobre puentes	0.60	0.60	0.50	0.40

**Tabla 3. Factores de diseño ( $f_{DIS}$ ) para construcción de ductos de acero que transportan gas, de acuerdo al tipo de instalación por donde atraviesa.**

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 20 DE 115</b></p>
--	--	--

**8.1.6.2.2 Espesor adicional por corrosión.** Se debe utilizar un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar, información que debe ser proporcionada por PEMEX. De no contar con dicha información se debe utilizar un espesor adicional de 0.159 mm (6.25 milésimas de pulgada) por año.

Adicionalmente, debe considerarse el estudio y diseño del sistema de protección catódica respectivo, con base a las condiciones de operación y resultados estadísticos de sistemas semejantes y a la posible integración con otras instalaciones. Además se debe tomar en consideración la instalación de nipples para inyección y porta testigos para la evaluación de la protección con inhibidores (corrosímetros) en aquellos ductos que lo requieran por el producto a transportar.

**8.1.6.2.3 Espesor de tolerancia por fabricación.** El espesor de tolerancia por fabricación, se obtiene en función de los valores de porcentaje de tolerancia que se muestran en la Tabla 4.

DIAMETRO EXTERIOR cm (pulg) Y TIPO DE TUBERÍA	PORCENTAJE DE TOLERANCIA (%)	
	GRADO B O MENOR	GRADO X42 O MAYOR
7.29 (2.875) y menores con y sin costura	+12.5	+12.5
Mayores que 7.29 (2.875) pero menores que 50.8 (20.0) con y sin costura	+12.5	+12.5
50.8 (20.0) y mayores con costura	+12.5	+8.0
50.8 (20.0) y mayores sin costura	+12.5	+10.0

**Tabla 4. Porcentaje de tolerancia por fabricación en el espesor de pared.**


**8.1.6.2.4 Revisión de espesor por otras condiciones.** El espesor nominal de pared requerido por presión interna ( $t_r$ ), debe ser el adecuado para soportar otros efectos, producto de las sollicitaciones a las cuales podría estar sujeto el ducto durante la instalación u operación, además deben tomarse las consideraciones necesarias para que este espesor cumpla los requerimientos de cargas debido a transportación y manejo de la tubería durante la construcción, así como cargas del suelo y otras cargas secundarias durante la operación, incluido presión externa. Adicionalmente, deben tomarse las consideraciones necesarias para cumplir los requerimientos de soldadura y juntas mecánicas.

Durante la transportación, instalación o reparación de la tubería, no se debe reducir el espesor de pared en ningún punto de ésta, a un espesor menor que el 90% del espesor nominal ( $t_r$ ) determinado para la presión interna de diseño.

**8.1.7 Expansión y flexibilidad.**

El ducto debe diseñarse con la suficiente flexibilidad para absorber una posible expansión o contracción que pueda ocasionar esfuerzos en el material del mismo, mayores a los indicados en 8.1.8.1, momentos flexionantes de importancia en las juntas, fuerzas o momentos elevados en los puntos de conexión de equipos o en los puntos de guía o anclaje. Deben realizarse los respectivos análisis, donde exista duda de la adecuada flexibilidad del sistema.

En ductos superficiales, la flexibilidad se debe obtener mediante el uso de codos, omegas y cambios de dirección o utilizando juntas de expansión para absorber los cambios térmicos. Si se utilizan juntas de

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 21 DE 115</b></p>
--	--	--

expansión, se deben instalar anclas de resistencia y rigidez suficiente para soportar las fuerzas en los extremos debidas al efecto térmico u otras causas.

La expansión térmica de los ductos enterrados puede causar movimientos en los puntos terminales, cambios de dirección y cambio de dimensiones, acercándose o rebasando los esfuerzos permisibles. Dichos movimientos puedan reducirse a través de anclajes.

**8.1.7.1 Esfuerzo equivalente.** El esfuerzo equivalente está dado mediante la siguiente expresión en base al esfuerzo combinado de Von Misses (ASME B31.8, sección A842.22):

$$S_{eq} = \left[ S_h^2 - S_L S_h + S_L^2 + 3S_s^2 \right]^{1/2} \quad (5)$$

donde:

$S_h$  Esfuerzo circunferencial debido a la presión del fluido, en  $N/mm^2$  (lb/pulg<sup>2</sup>), de acuerdo a la fórmula de Barlow.

$$S_h = \frac{PD}{2t} \quad (6)$$

$S_L$  Esfuerzo longitudinal, en  $N/mm^2$  (lb/pulg<sup>2</sup>).

Existen diferencias fundamentales en las condiciones de carga para tramos de tubería restringida y aquellos tramos superficiales no sujetos a una restricción importante a esfuerzos axiales. Por lo tanto, es necesario especificar las diferentes expresiones para el cálculo del esfuerzo longitudinal.

**Ductos Restringidos:** El esfuerzo longitudinal debido a efectos combinados por aumento de la temperatura y presión del fluido, debe calcularse con la siguiente ecuación (ASME B31.4, sección 419.6.4):

$$S_L = E\alpha(T_2 - T_1) - \nu S_h \quad (7)$$


**Ductos no Restringidos:** Para aquellos tramos de tubería que no tengan una restricción axial importante, el esfuerzo longitudinal debe calcularse de acuerdo con la siguiente expresión:

$$S_L = \frac{S_h}{2} + S_b \quad (8)$$

$S_s$  = Esfuerzo cortante, en  $N/mm^2$  (lb/pulg<sup>2</sup>).

$$S_s = \frac{Tr}{2Z} + \frac{2F_s}{A} \quad (9)$$

$$S_b = \frac{\sqrt{(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2}}{Z} = \text{Esfuerzo de flexión equivalente, en } N/mm^2 \text{ (lb/pulg}^2\text{)}.$$

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento</b> NRF-030-PEMEX-2003</p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 22 DE 115</b></p>
--	--	--

- $M_i$  Momento de flexión en el plano del miembro (para miembros que tengan orientación importante tales como codos o tes; para éstos últimos, los momentos en el cabezal y en los tramos de ramal deben considerarse por separado), en N-mm (lb-pulg).
- $i_i$  Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión en el plano del miembro (ver Anexo A).
- $M_o$  Momento de flexión fuera de o transversal al plano del miembro, en N-mm (lb-pulg).
- $i_o$  Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión fuera de o transversal al plano del miembro (ver Anexo A).
- $P$  Presión interna, en N/mm<sup>2</sup> (Psi).
- $D$  Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.).
- $t$  Espesor de pared de acero del tubo, en mm (pulg.).
- $T_1$  Temperatura en el momento de la instalación de la tubería, en °C (°F).
- $T_2$  Temperatura máxima o mínima de operación, en °C (°F).
- $E$  Módulo de elasticidad del acero, en N/mm<sup>2</sup> (lb/pulg<sup>2</sup>).
- $\alpha$  Coeficiente lineal de expansión térmica, en mm/mm/°C (pulg/pulg/°F).
- $\nu$  Relación de Poisson = 0.30 para el acero.
- $F_s$  Fuerza cortante aplicada al ducto, en N (lbs).
- $T_r$  Torsión aplicada al ducto, en N-mm (lb-pulg).
- $A$  Área de la sección transversal del tubo, en mm<sup>2</sup> (pulg<sup>2</sup>).
- $Z$  Módulo de sección del tubo, en mm<sup>3</sup> (pulg<sup>3</sup>).

#### 8.1.7.1.1 Esfuerzo permisible.

**Esfuerzos Longitudinales:** El espesor de pared inicialmente determinado mediante consideraciones de diseño del esfuerzo circunferencial (Presión interna), debe ser tal que los esfuerzos longitudinales en la pared del tubo bajo cargas funcionales y ambientales no excedan ciertos valores permisibles.


- Ductos restringidos. El esfuerzo de tensión equivalente calculado para un espesor nominal de la pared del tubo para ductos restringidos, no debe exceder del 90% del esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS).
- Ductos no restringidos. El límite máximo del esfuerzo de expansión calculado, sin tomar en consideración el esfuerzo ocasionado por la presión del fluido, con base al 100% de la expansión, con un módulo de elasticidad para la condición en frío, no debe exceder del límite del esfuerzo permisible  $S_A$ , donde:

$$S_A = 0.72(SMYS) \quad (10)$$

La suma de los esfuerzos longitudinales debidos a presión, peso y otras cargas externas sostenidas no debe exceder de  $0.75S_A$ .

La suma de los esfuerzos longitudinales producidos por la presión, cargas vivas y muertas, y aquellas producidas por cargas ocasionales, tales como viento o sismo, no deben exceder del 80% del esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS). No es necesario considerar el viento y el sismo como si ocurrieran simultáneamente.

**Esfuerzo Equivalente:** El esfuerzo permisible en un ducto sujeto a esfuerzos combinados es del 90% del esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS).

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 23 DE 115</b></p>
--	--	--

### 8.1.8 Estabilidad.

Todos los ductos sumergidos o aquellos tramos localizados en zonas pantanosas, áreas inundadas, cruces de ríos, etc., deben ser estables bajo la acción combinada de cargas hidrostáticas e hidrodinámicas. La estabilidad del ducto puede lograrse con la colocación de lastre de concreto de acuerdo a lo establecido en la NRF-033-PEMEX-2002, con un espesor mínimo de 25 mm, anclajes puntualmente espaciados o enterrado del tramo, para cualquier diámetro y espesor de tubería.

Deben darse consideraciones especiales a aquellos ductos instalados en suelos flojos, que crucen diques, etc., donde el asentamiento diferencial puede llevar a pérdida de la integridad mecánica.

### 8.1.9 Conexiones ramal.

Las conexiones ramal se deben hacer por medio de tes y cruces soldadas a tope, deben cumplir con el ASME B16.9 o MSS-SP-75 o equivalentes, y su capacidad a la presión y temperatura deben ser por lo menos para los mismos valores de esfuerzos que se usaron para establecer las limitaciones de presión y temperatura para la tubería. Las tes y cruces soldadas a tope pueden usarse para todas las relaciones entre el diámetro del ramal y el diámetro del cabezal, y para todas las relaciones entre el esfuerzo circunferencial de diseño y el esfuerzo de fluencia mínimo especificado del cabezal y el tubo de ramal.

Para conexiones ramal en ductos operando pueden considerarse las opciones indicadas en el Anexo B de esta norma.

### 8.1.10 Control de la corrosión.

Se deben implementar medidas para el control de la corrosión interna y externa de la tubería, de acuerdo a las condiciones del sistema, medio en el cual se encuentre y a lo indicado en este apartado. El diseño y aplicación de procedimientos para el control de la corrosión debe realizarse por personal experimentado. En muchos casos el control de la corrosión requiere de la experiencia del personal encargado del diseño, operación y mantenimiento de las tuberías, así como aplicar medidas eficientes para mitigar este efecto.

**8.1.10.1 Control de la corrosión externa.** El control de la corrosión externa de tubería enterrada o sumergida y de sus componentes, así como la relocalización, reemplazo y otro tipo de cambios en los sistemas de tuberías existentes; debe realizarse mediante la aplicación de un recubrimiento anticorrosivo (ver 8.1.10.1.1), complementado con un sistema de protección catódica (ver 8.1.10.1.2) y con conexiones adecuadas para la descarga de corriente en zonas de corrientes parásitas.

**8.1.10.1.1 Recubrimiento anticorrosivo.** Los recubrimientos de protección anticorrosiva utilizados en tubos enterrados o sumergidos y sus componentes deben tener las siguientes características:

- Disminuir los efectos de la corrosión.
- Tener una buena adherencia con la superficie metálica, evitando la migración de la humedad bajo el recubrimiento.
- Tener la capacidad para resistir los manejos durante el transporte e instalación del tubo, así como las deformaciones durante la operación del ducto.
- Tener propiedades compatibles con cualquier protección catódica complementaria.
- Tener suficiente ductilidad para resistir el agrietamiento.

Los recubrimientos para protección anticorrosiva deben cumplir con los requisitos indicados en la NRF-026-PEMEX-2001.

**8.1.10.1.2 Protección catódica.** Los ductos enterrados o sumergidos deben estar catódicamente protegidos por medio de ánodos galvánicos o por un sistema de ánodos con corriente impresa que mitigue la corrosión. El diseñador debe solicitar a Pemex información del corredor de tuberías respecto a la cantidad de ductos, potenciales de protección de cada uno de ellos y resistividades del suelo. En caso de no contar PEMEX con esta información, el diseñador debe efectuar los trabajos correspondientes. El diseño e instalación de la protección catódica debe realizarse de acuerdo a la NRF-047-PEMEX-2002.

**8.1.10.1.3 Aislamiento eléctrico.** Los sistemas de tubería enterrados o sumergidos, deben quedar aislados eléctricamente en las interconexiones con otros sistemas, excepto cuando se tomen medidas para proporcionar una protección catódica mutua o cuando las estructuras metálicas subterráneas estén eléctricamente interconectadas y protegidas catódicamente como unidad. El aislamiento eléctrico debe cumplir con lo indicado en la NRF-047-PEMEX-2002.

**8.1.10.1.4 Postes de registro de potencial.** Para el monitoreo y control de la corrosión exterior deben instalarse postes de registro conforme al diseño del sistema de protección catódica.

**8.1.10.2 Control de la corrosión externa para tubería expuesta a condiciones atmosféricas.** Los sistemas de tuberías expuestos a condiciones atmosféricas deben ser protegidos contra la corrosión externa por medio de la aplicación de recubrimientos anticorrosivos. El recubrimiento anticorrosivo debe ser de material adecuado para proveer una eficiente protección contra el medio ambiente y aplicado en superficies limpias conforme NRF-004-PEMEX-2000.

**8.1.11 Requisitos adicionales para el diseño.**

**8.1.11.1 Derecho de vía.** El ancho mínimo del derecho de vía debe ser de 10 a 25 m, de acuerdo a la Tabla 5.

Diámetro (pulg)	Ancho del derecho de vía (metros)		
	A	B	C
De 4 a 8	10	3	7
De 10 a 18	13	4	9
De 20 a 36	15	5	10
Mayores de 36	25	10	15


A: Ancho total del derecho de vía.  
 B: Ancho de la zona de alojamiento del material producto de la excavación, medido desde el centro de la zanja.  
 C: Ancho de la zona de alojamiento de la tubería durante el tendido, medido desde el centro de la zanja.

**Tabla 5. Ancho mínimo del derecho de vía**

La separación entre ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1.00 m como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 m como mínimo de paño a paño.

La separación mínima entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de una línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.



 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 25 DE 115</b></p>
--	--	--

Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento de la tubería donde sea necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la línea de transmisión eléctrica.

**8.1.11.2 Enterrado del ducto.** El colchón mínimo de suelo que debe tener el ducto es el indicado en las Tablas 6 y 7 para Gas y Líquido respectivamente.

Localización	Excavación Normal (m)	Excavación en Roca <sup>(1)</sup> (m)	
		<sup>(2)</sup> ≤ 20"	<sup>(2)</sup> < 20"
Clase 1	0.60	0.30	0.45
Clase 2	0.75	0.45	0.45
Clase 3 y 4	0.75	0.60	0.60
Cunetas en caminos públicos y cruces con ferrocarril (todas las localizaciones).	0.90	0.60	0.60

<sup>(1)</sup> La excavación en roca es excavación que requiere explosivos.

<sup>(2)</sup> Diámetro de la tubería.

**Tabla 6. Colchón mínimo de suelo en línea regular para Gas.**

Localización	Excavación Normal <sup>(2)</sup> (m)	Excavación en Roca <sup>(1)</sup> (m)
Área industrial, comercial o residencial.	0.90	0.60
Cruces de ríos y arroyos.	1.20	0.45
Cunetas en caminos públicos y cruces con ferrocarril <sup>(3)</sup> .	0.90	0.60
Cualquier otra área.	0.75	0.45

<sup>(1)</sup> La excavación en roca requiere explosivos o algún medio equivalente.


<sup>(2)</sup> El Colchón mínimo para ductos que transportan dióxido de carbono, LPG, o anhídrido de amonio líquido debe ser de 1.20 m, para excavación normal en los tres primeros tipos de localización; y de 0.90 m para excavación normal en cualquier otra área.

<sup>(3)</sup> En los cruces con vías de comunicación de primer orden (caminos públicos y ferrocarriles), la tubería debe colocarse a una profundidad tal que la suma de las cargas vivas y muertas sea mínima.

**Tabla 7. Colchón mínimo de suelo en línea regular para líquido.**

Para vías fluviales mayores a 30 metros de ancho debe realizarse un estudio específico del cruce.

El tubo enterrado directamente sin el uso de camisas de protección, debe instalarse a una profundidad con un espesor mínimo de capa de tierra sobre el lomo de la tubería de 3 m. en todo el ancho del derecho de vía que se cruce, ya sea en calles pavimentadas, caminos de terracería vecinales y/o estatales o accesos a predios particulares por donde circulen vehículos pesados, tractores, maquinaria pesada y/o vehículos de carga. Lo anterior con el fin de garantizar que en ninguno de los casos la suma de esfuerzos circunferenciales debidos a la presión interna de diseño y a las cargas externas exceda el 90% del esfuerzo mínimo de fluencia especificado (SMYS) de la tubería conductora, debiéndose revisar por fatiga a causa de los esfuerzos cíclicos.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 26 DE 115</b></p>
--	--	--

**8.1.11.3 Válvulas de seccionamiento.** Los ductos deben considerar válvulas de seccionamiento para limitar el riesgo y daño ocasionado por rotura del ducto, así como facilitar el mantenimiento del sistema. Dichas válvulas se deben instalar en lugares de fácil acceso y protegerlas de daños o alteraciones. Así mismo, se debe considerar una infraestructura para su fácil operación. La localización de las válvulas se hará preferentemente en los lugares que por necesidad de operación sea conveniente instalarse como:


- a) En cada conexión ramal al ducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercano a ésta.
- b) Antes y después de cruces con ríos, lagos o lagunas que tengan más de 30 m de ancho.
- c) Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano.
- d) En caso de ductos de conducción de líquidos con pendientes pronunciadas (ascendentes o descendentes), y cerca de centros de población, debe prevenirse el desalojo del contenido del ducto en caso de fuga, considerando la instalación de válvulas de retención antes de la válvula de seccionamiento más próxima corriente arriba o también instalar un mayor número de válvulas de seccionamiento accionadas por actuador para una rápida operación. En cualquier caso, la ubicación de las válvulas debe considerar la seguridad pública y no rebasar con la carga hidrostática, la presión interna de diseño de la tubería y la capacidad de presión de los componentes del ducto. Asimismo, de optarse por la instalación de válvulas de retención, deben considerarse los arreglos necesarios que permitan las corridas de diablos tanto de limpieza como instrumentados de última generación.
- e) Las válvulas de relevo que se instalen en ductos de gas, deben localizarse donde el gas pueda salir a la atmósfera sin provocar riesgo.

En ductos que transporten gas, la localización de las válvulas de seccionamiento, debe estar de acuerdo con las clases de localización señaladas en el párrafo 8.1.6.1.1.1 y conforme a lo indicado en la Tabla 8. En el caso de ductos que transporten líquido en áreas industriales, comerciales o residenciales, la máxima separación debe ser 12 Km.

La separación de las válvulas de seccionamiento puede ser ligeramente ajustada sin exceder el 10% con la finalidad de permitir que la válvula sea instalada en un lugar más accesible.

Las válvulas de seccionamiento deben cumplir con las siguientes características:

- a) Las válvulas deben seleccionarse de acuerdo a lo indicado en la especificación de Pemex No.2.421.01.
- b) Las válvulas deben ser de paso completo.
- c) La clasificación presión – temperatura de la válvula debe ser igual o mayor a las condiciones de operación del ducto.
- d) Estar ubicadas en lugares protegidos con el fin de evitar daños y acceso a personal no autorizado. Asimismo, deben ser instaladas con suficiente espacio para trabajos de operación y mantenimiento.
- e) Tener mecanismos automáticos de fácil y rápida operación. En ductos con diámetro de 12 pulg. y mayores, se deben instalar dispositivos que en caso de falla del automático sea factible su operación en forma manual.
- f) Estar debidamente soportadas y ancladas para evitar esfuerzos no permisibles en el ducto.
- g) Las válvulas de seccionamiento pueden confinarse en registros y los mecanismos de operación de la válvula deben quedar sobre el nivel del terreno.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 27 DE 115</b></p>
--	--	--

Clasificación por Clase de Localización	Espaciamiento máximo (km)
1	30
2	20
3	10
4	5

**Tabla 8. Espaciamiento máximo de las válvulas de seccionamiento para ductos que transportan gas.**

**8.1.11.4 Trampas de diablos.** Se colocarán trampas de diablos según se considere necesario para una eficiente operación y mantenimiento del ducto. Para el diseño de la trampa se deben cumplir las dimensiones, materiales y el arreglo indicados en el Anexo D de ésta norma.

Todas las trampas de diablo deben quedar con anclajes y soportes adecuados para evitar que se transmitan esfuerzos originados por la expansión y contracción de la tubería, a las instalaciones y equipos conectados.

La trampa de diablo y sus componentes preferentemente deben probarse simultáneamente con la tubería de transporte y bajo las mismas condiciones.


**8.1.11.5 Cruces.** Comúnmente los sistemas de ductos para transporte de hidrocarburos cruzan en su ruta con una serie de obstáculos artificiales y naturales como son: ríos, lagos, pantanos, montañas, poblados, carreteras, vías férreas, tuberías, canales, etc. Estos cruzamientos se consideran como obras especiales dentro del proyecto, debido a que requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.

**8.1.11.5.1 Cruzamiento con ríos o cuerpos de agua.** Los cruzamientos de los ductos con ríos o cuerpos de agua, requieren de un análisis y diseño para disminuir el riesgo de contaminación en caso de fuga del hidrocarburo. Estos cruzamientos pueden realizarse de dos formas: aéreos y subfluviales. Para el primer caso se debe construir un sistema de soportería para la tubería por medio de pilas, armaduras y cables (similar a un puente). Debe evitarse la colocación de curvas verticales en la zona del cauce, procurando que el tramo de tubería (lingada) sea recto y sus extremos estén bien empotrados en los taludes de las orillas. Mientras que para el segundo caso, la tubería debe instalarse bajo el fondo del río, a una profundidad mínima de acuerdo a la sección 8.1.11.2, para garantizar que el ducto quede fuera de una posible erosión del agua a todo lo ancho del cauce.

Para efectuar los cruzamientos subfluviales deben usarse tubos lastrados o anclajes con el fin de garantizar la estabilidad del ducto (ver subinciso 8.1.8). El diseñador debe evaluar la necesidad de instalar derivaciones en este tipo de cruces (By pass).

Los principales factores que se deben considerar en el diseño de un cruce bajo el agua son:

- Velocidad de corriente
- Turbulencia
- Socavación y azolve
- Desplazamiento de riberas
- Cambios de temperatura
- Calado de embarcaciones
- Corrosión

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 28 DE 115</b></p>
--	--	--

- Dragado
- Flotación

Cuando se utilice perforación direccional, el espesor mínimo de capa de tierra debe ser 6 m, entre el fondo del lecho del río y el lomo de la tubería conductora, el radio de curvatura no debe exceder el 54% del SMYS. Asimismo la tubería debe tener doble capa de protección anticorrosiva.

La longitud del claro permitido para cruzar en forma aérea con un tramo recto, depende de las características físicas y mecánicas del tubo, fluido que conduce, presión de operación, condiciones de carga, etc., sin embargo la máxima deflexión vertical no debe ser mayor a  $L/360$ , siendo L la longitud de claro a vencer.

**8.1.11.5.2 Cruzamiento con vías de comunicación.** Dependiendo de las especificaciones de las entidades que tienen a su cargo las vías de comunicación, los cruzamientos pueden realizarse colocando o no un encamisado. Los cruces deben ser perpendiculares al eje longitudinal de carreteras o vías férreas, en caso de no ser posible se permite una desviación máxima de  $30^\circ$  con respecto a la normal.

La tubería de transporte de hidrocarburos dentro de una tubería de protección (camisa), debe instalarse a una profundidad de 1.5 m. como mínimo. La tubería y la camisa deben ser concéntricas y se conservarán en esa posición por medio de aisladores y centradores de fábrica. El espacio anular entre la tubería y el tubo protector debe estar sellado en los dos extremos y relleno con material que evite la entrada de agua, debiendo realizarse esta operación tan pronto como se haya introducido el ducto dentro de la camisa. La camisa debe diseñarse para soportar cargas externas y debe tener orificios para colocar ventilas hacia el exterior. La tubería y la camisa deben quedar eléctricamente aisladas.

El tubo enterrado directamente o con perforación direccional sin el uso de la camisa de protección, debe instalarse a una profundidad mínima de 3 m. desde el lomo superior del ducto. Además, debe realizarse una revisión estructural para verificar que la tubería no esta expuesta a esfuerzos mayores a los permisibles.

**8.1.11.6 Instrumentos y dispositivos de protección.** La rama operativa en base a un análisis de riesgo determinará las necesidades en cuanto a instrumentación, dispositivos de protección y sistema SCADA.


Los instrumentos que se utilicen en la línea regular y en las trampas de diablos, deben cumplir como mínimo con lo siguiente:

- Ser de última tecnología y compatible con el software y protocolos abiertos de conversión de señales hacia el cuarto de control.
- Proporcionar información en tiempo real de las variables de operación del sistema, de acuerdo con sus requerimientos específicos (temperatura, composición, densidad, flujo y presión).
- La señal que emitan los instrumentos debe tener la claridad necesaria para que no se preste a falsas interpretaciones.
- La medición debe estar dentro de las tolerancias de exactitud fijadas por el fabricante.

Los dispositivos de protección deben cumplir como mínimo con lo siguiente:

- Contar con un sistema de alarma que permita al personal de operación tomar acciones correctivas oportunas cuando ocurran desviaciones a las condiciones de operación.
- Actuar automáticamente y en tiempo real.

Las válvulas de retención (check) deben distribuirse estratégicamente a lo largo de los ductos que transporten líquidos para que la carga hidrostática no rebase  $10 \text{ Kg/cm}^2$  en las partes más bajas y permitir el paso de diablos (limpieza, geometra, simulador, instrumentado, etc.). Su localización debe realizarse tomando en cuenta

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 29 DE 115</b></p>
--	--	--

la seguridad pública, preferentemente cerca de poblaciones importantes para prevenir el desalojo de la tubería cuando ocurran fugas antes de la válvula de seccionamiento más próxima corriente arriba.

En el caso de perfiles descendentes se debe contar con dispositivos controladores de presión para impedir que en ningún punto del ducto la carga hidrostática exceda la presión interna de diseño o la capacidad de presión de los componentes del ducto.

Los ductos troncales que manejan hidrocarburos licuados instalados en terrenos con pendientes descendentes, deben contar con actuadores en las válvulas de seccionamiento del ducto principal que cierren automáticamente dichas válvulas en caso de caída de presión por fuga u otras condiciones críticas. Su ubicación debe ser definida en función del perfil topográfico del terreno, los asentamientos humanos cercanos y las condiciones de operación (ver sección 8.1.11.3).

#### **8.1.12 Documentación entregable del proyecto.**

Al final del proyecto, el diseñador debe entregar como mínimo tres copias, tanto en papel como en archivo electrónico (Autocad y ambiente Windows) al área solicitante de PEMEX lo siguiente:

- Bases de diseño.
- Diagramas de flujo.
- Planos de proyecto.
- Isométricos.
- Hojas de especificaciones particulares.
- Volumen de obra.
- Requisiciones de materiales y equipos.
- Memorias de cálculo.
- Información básica que involucre todos los aspectos considerados en el diseño.

Los planos de proyecto deben contener la información mínima y los requisitos de escalas que se indican en el Anexo E de ésta Norma.

## **8.2 Construcción.**


En este capítulo se indican los requisitos mínimos que debe cumplir el contratista encargado de la construcción de ductos de transporte terrestre. Durante la construcción se deben evitar condiciones que puedan causar esfuerzos mayores a los permisibles y que puedan causar fallas al sistema. Los materiales y procedimientos constructivos deben estar de acuerdo con una buena práctica de ingeniería y seguridad.

Cada organismo subsidiario de Pemex a través del área responsable de la construcción, debe realizar la supervisión durante la construcción, por lo que el supervisor designado debe contar con los procedimientos de trabajo aplicables a cada etapa de la obra, así como tener la capacidad técnica y experiencia necesaria para juzgar y decidir en todas las etapas constructivas.

### **8.2.1 Procedimientos de construcción.**

Se debe entregar a Pemex el certificado del sistema de aseguramiento de la calidad otorgado por un organismo de certificación acreditado por la EMA, así como los procedimientos constructivos (antes de iniciar la obra) que apliquen, de los que se indican a continuación, los cuales serán revisados y comentados:

- Recubrimiento anticorrosivo en planta.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 30 DE 115</b></p>
--	--	--

- Lastrado.
- Conformación del derecho de vía.
- Caminos de acceso.
- Inspección de materiales.
- Registro y control de materiales.
- Almacenamiento y transporte.
- Excavación de zanja.
- Reparación de soldaduras.
- Tendido.
- Doblado.
- Alineado.
- Soldadura.
- Procedimientos de inspección radiográfica para soldaduras de campo, para calificación de soldadores y para reparación de soldadura.
- Protección anticorrosiva (atmosférica y sumergida).
- Recubrimiento anticorrosivo en juntas de campo.
- Prueba dieléctrica del recubrimiento.
- Bajado y tapado.
- Prueba hidrostática.
- Limpieza interior.
- Inspección con diablo geometra con Sistema de Posicionamiento Global (GPS).
- Reacondicionamiento del derecho de vía.
- Señalización.
- Protección catódica.
- Obras especiales.
- Perforación direccional

### **8.2.2 Certificados de equipo y maquinaria.**

Se deben entregar a Pemex los certificados vigentes de calibración únicamente del equipo y maquinaria que requiera de calibración y que serán utilizados en la obra. Los documentos de calibración deben ser emitidos por el fabricante de equipos o distribuidor autorizado o por una casa certificadora acreditada por la EMA (Entidad Mexicana de Acreditación) u otra entidad nacional o internacional reconocida.

### **8.2.3 Materiales.**


**8.2.3.1 Almacenamiento y transporte.** Durante el manejo y almacenamiento de los tubos, recubrimientos, válvulas y conexiones se debe tener cuidado de no causarles daños, evitando que el tubo caiga y golpee contra objetos que lo abollen, aplasten, corten, ranuren o que dañen su recubrimiento.

Las abrazaderas de los equipos utilizados para el manejo y transporte de la tubería deben estar acojinadas.

Para el transporte de los tubos por vía terrestre o marina, se debe cumplir con los requerimientos indicados en los códigos API-RP-5L1 y API-RP-5LW o equivalentes.

Los accesorios como manómetros, válvulas, termopozos, empaques, etc. deben manejarse con mayor cuidado y almacenarse en un área segura.

**8.2.3.2 Inspección y registro de materiales.** Se debe realizar una inspección visual a la tubería nueva. No se acepta tubería usada o, nueva de especificación desconocida.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 31 DE 115</b></p>
--	--	--

Se deben presentar los registros de prueba FAT (Pruebas de aceptación de fabricación), certificados de calidad y la garantía del fabricante o proveedor de todos los materiales y en su caso, el pedimento de importación si son de procedencia extranjera.

Los materiales y equipos permanentes deben cumplir con los requerimientos de las requisiciones y de la ingeniería del proyecto (especificaciones).

Los materiales (válvulas, conexiones, tubería, accesorios, recubrimientos, etc.) se deben inspeccionar visualmente para verificar el estado físico de los mismos, con la finalidad de corroborar que cumplen con la calidad y cantidad requerida; en el caso de observarse algún golpe o daño en alguno de ellos, dicho material debe ser retirado para su evaluación y/o sustitución.

Para el caso de las válvulas, estas no deben ser sometidas a prueba hidrostática antes de su instalación, si cuentan con su registro de prueba en fábrica, certificados de calidad y estampado API. Solo debe verificarse el funcionamiento de sus dispositivos de apertura y cierre.

El manejo del material debe realizarse, utilizando los equipos y herramientas necesarios y adecuados con el fin de garantizar su integridad, la seguridad del personal y las instalaciones.

Se debe llevar un registro de la tubería, válvulas, conexiones, accesorios, instrumentos, etc. y anotar como mínimo los siguientes datos: Especificación del material, número de pedido para su adquisición, proveedor o lote y número de serie en el orden de fabricación, en su caso indicar si el material se encuentra dañado. Asimismo, se debe llevar un registro y control de los materiales consumibles conforme al procedimiento establecido para este fin.

**8.2.3.3 Tubería adicional por desperdicio.** En el suministro de materiales, se debe considerar un porcentaje de tubería por desperdicio o cualquier otra eventualidad que pueda suceder durante la construcción. Como mínimo se deben considerar las cantidades indicadas en la Tabla 9.

<b>Longitud de ducto (km)</b>	<b>Tubería de desperdicio (m)</b>
Hasta 1	60
Hasta 10	250
Hasta 100	750
Mayores a 100	0.5% de la longitud


**Tabla 9. Tubería de desperdicio**

**8.2.4 Protección anticorrosiva en planta.**

La tubería debe tener un recubrimiento anticorrosivo colocado en planta, que cumpla con los requisitos indicados en el inciso 8.1.10.1.1.

**8.2.5 Lastrado.**

En el caso de que el ducto cruce ríos, terrenos inundables o pantanos, se debe lastrar de acuerdo a lo indicado en el inciso 8.1.11.5.1.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 32 DE 115</b></p>
--	--	--

### 8.2.6 Derecho de vía.

El representante de Pemex debe tramitar ante las dependencias correspondientes, los permisos de ocupación de los terrenos particulares que resulten afectados por la instalación de los ductos de transporte, así como las indemnizaciones correspondientes. Asimismo, debe tramitar todos los permisos y licencias ante las autoridades correspondientes para la instalación de dichos sistemas. El contratista debe tramitar por su cuenta los permisos que requiera para el transporte de maquinaria, equipo y materiales para la instalación.

**8.2.6.1 Trazo y nivelación.** Se debe evitar ocasionar daños a las propiedades públicas y privadas colindantes con los derechos de vía de los ductos. Es responsabilidad del constructor el restablecer a las condiciones originales cualquier propiedad que haya sufrido daño.

**8.2.6.2 Apertura y ampliación.** El derecho de vía debe quedar libre de árboles, arbustos y plantas, ejecutándose las operaciones de destronque, roza y desenraice para dejar el área libre de madera, leña, basura y raíces, para que el terreno esté listo para la conformación y excavación de la zanja sin existir obstáculos.

Se debe retirar la capa vegetal de la zona que se afectará durante la construcción, mantenerla separada del resto del material producto de la excavación. Al finalizar el tapado de la zanja, depositar la capa vegetal sobre el derecho de vía afectado.

El uso de explosivos para la apertura de zanja en terreno rocoso, solo se permite en derechos de vía nuevos y debe cumplir con la estricta observancia de los requerimientos del gobierno federal, estatal y municipal, así como con las normas oficiales mexicanas e internas de Pemex.

En caso de que exista el derecho de vía y solo se requiera ampliación, se deben localizar los ductos existentes por medio de sondeos y con un detector de metales, indicando su ubicación para evitar dañarlos.

**8.2.6.3 Conformación.** Se debe construir la plantilla del derecho de vía de acuerdo con la sección y niveles de la rasante del proyecto, dejando una superficie uniforme de sección transversal definida. Dicha superficie debe tener características de estabilidad permanente.

La plantilla del derecho de vía debe conservarse en perfectas condiciones durante todo el tiempo que dure la construcción del ducto, debiéndose inspeccionar periódicamente para hacer las reparaciones necesarias principalmente en tiempos de lluvia o en tramos con grandes taludes y no obstruir el avance de las diferentes fases de la obra.

Se deben respetar los postes e instalaciones existentes de protección catódica, así como todos los señalamientos. Se debe mantener el libre tránsito en las vías de comunicación.


### 8.2.7 Caminos de acceso.

Los caminos de acceso a los centros de distribución, a las obras especiales y a las desviaciones obligadas del derecho de vía, deben construirse según proyecto con los mismos equipos con los que se construya el derecho de vía pero con anticipación a los trabajos del ducto. Estos caminos se consideran provisionales, pero deben mantenerse en condiciones de tránsito durante el tiempo que dure la construcción de la obra.

### 8.2.8 Excavación de zanja.

La zanja donde se alojará la tubería, debe tener el ancho y profundidad indicados en el proyecto de acuerdo con su diámetro. La profundidad de enterrado debe ser la adecuada para la localización de la zona, el uso de la superficie del terreno y las cargas impuestas por el paso de vehículos y ferrocarril.



 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 33 DE 115</b></p>
--	--	--

La superficie del fondo de la zanja debe quedar conformada a un nivel tal que la tubería al ser bajada se apoye totalmente en el terreno. El colchón mínimo de suelo debe cumplir con lo indicado en las Tablas 6 y 7 para ductos que transportan gas y líquido respectivamente.

El ancho mínimo en el fondo de la zanja debe ser de 0.60 m para tuberías de 12" de diámetro y menores, y de 0.30 m más un diámetro para tuberías mayores de 12". En caso de tener dos ductos en una misma zanja se debe garantizar la separación mínima especificada en 8.1.12.1, mediante la colocación de algún material ligero y removible con herramientas manuales, por ejemplo inyectando poliuretano.

### 8.2.9 Tendido.

El tendido de tubería debe efectuarse acomodando los tubos a lo largo del derecho de vía uno tras otro pero traslapados entre 5 y 10 cm., paralelos a la zanja del lado del tránsito del equipo a una distancia fija desde la zanja, sin provocar derrumbes. Esta operación debe realizarse sin que los tubos sufran ningún daño.

### 8.2.10 Doblado.

El doblado de tubos se debe hacer en frío, debiendo tener cuidado que el tubo no se deforme o se formen arrugas en el doblado, debiendo conservar sus dimensiones de sección después de ser doblado. Los dobleces deben ser distribuidos hasta donde sea posible en la mayor longitud del tubo, y en ningún caso debe ser el radio del doblado tan corto que no cumpla las especificaciones de doblado.

El número de dobleces de una tubería debe llevarse al mínimo, procurando conformar el derecho de vía y consecuentemente el fondo de la zanja para eliminar en lo posible los cambios de pendiente que obliguen a doblar la tubería. Los dobleces de los tubos deben hacerse sin alterar las dimensiones de la sección transversal del tubo recto y debe quedar libre de arrugas, grietas u otras evidencias de daño mecánico.

Los dobleces de tubos deben hacerse por medio de máquinas dobladoras especiales apropiadas para el diámetro del tubo. No se permite el calentamiento de los tubos para ser doblados.


Los cambios de dirección requeridos para apegarse al contorno de la zanja pueden realizarse doblando el tubo de acuerdo a los radios mínimos indicados en la Tabla 10.

Los extremos de los tubos que se doblan deben tener un tramo recto de 1.8 m como mínimo.

La soldadura longitudinal del tubo que se dobla, debe quedar en o cerca del plano neutro del tubo, no debe doblarse un tubo en la soldadura circunferencial.

<b>Diámetro (pulg.)</b>	<b>Radio mínimo (pulg.)</b>
12 y menores	18D
14	21D
16	24D
18	27D
Mayores de 18	30D

**Tabla 10. Radio mínimo**

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 34 DE 115</b></p>
--	--	--

### 8.2.11 Alineado.

Esta operación debe efectuarse, juntando los tubos extremo a extremo para preparar el ducto que se debe colocar paralelo a la zanja, dejando constituida la junta con la separación y alineamiento entre tubos indicado en los procedimientos de soldadura, y manteniendo fijos los tubos mientras se deposita el primer cordón de soldadura.

El ducto que se va construyendo debe ser colocado sobre apoyos, generalmente sobre polines de madera, dejando un claro de 40 cm mínimo entre la parte inferior del tubo y el terreno con el propósito de tener espacio para finalizar la soldadura, así como para ejecutar después las fases de prueba y las operaciones de protección mecánica.

Se debe verificar que al ir alineando las costuras longitudinales, se traslapen dentro del espacio superior de un ángulo de 30° a cada lado del eje vertical. El espacio entre biselados debe ser conforme al procedimiento de soldadura.

### 8.2.12 Calificación de los procedimientos de soldadura.

Antes de iniciar la operación de soldadura en el ducto, debe ser calificada la especificación del procedimiento de soldadura que se usará, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas apropiadas de acuerdo a la especificación de la tubería. La calidad de la soldadura debe ser determinada por pruebas destructivas y no destructivas. Así mismo, la calificación del procedimiento de soldadura debe ser certificada por un organismo reconocido.

Cada procedimiento de soldadura especificado en el proyecto debe ser calificado e incluir los diferentes parámetros que se enuncian en la Tabla 11. Estos procedimientos deben comprender uniones de tubo con tubo o tubo con accesorio, válvula o conexión, del mismo espesor o de espesores diferentes.

La información de cada procedimiento calificado debe ser anotada en registros que muestren los resultados completos de las pruebas del procedimiento. Los registros deben ser iguales o semejantes a lo señalado en la Tabla 12.

La calificación del procedimiento es responsabilidad del contratista y debe efectuarla un inspector de soldadura acreditado por la AWS (American Welding Society) o EWF (European Welding Federation) conforme a los criterios de aceptación establecidos en la Tabla 13 dependiendo del servicio del ducto. Independientemente del servicio, el procedimiento de soldadura para la trampa de diablos se calificará con el criterio establecido para servicio amargo según la misma Tabla 13.


#### 8.2.12.1 Inspección Radiográfica.

**Personal técnico.** El personal técnico encargado de la inspección radiografía, deberá estar capacitado, calificado y certificado de acuerdo a los lineamientos de la NMX-B-482-1991 y/o ASNT SNT-TC-1A o equivalente, debiendo acreditar los siguientes niveles:

Técnico nivel I en la técnica radiográfica  
Técnico nivel II en la técnica radiográfica

El personal responsable de la inspección radiográfica, deben ser como mínimo dos técnicos por unidad radiográfica como sigue:

- Un técnico nivel I en la técnica radiográfica

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 35 DE 115</b></p>
--	--	--

- Un técnico nivel II en la técnica radiográfica

**Niveles básicos de calificación del procedimiento en inspección no destructiva**

NIVEL	ALCANCE
NIVEL I	Efectuar correctamente la calibración y ajuste de un equipo de inspección; realizar una inspección específica; aplicar los criterios de aceptación o rechazo definidos en un procedimiento o instrucción de inspección; informar o realizar los registros de estas actividades. El inspector con nivel I debe ser entrenado y supervisado por personal certificado como nivel II ó III.
NIVEL II	Efectuar correctamente las actividades para un nivel I; conocer las técnicas para realizar o verificar el ajuste cuando el equipo de inspección presenta cambios en sus condiciones normales de funcionamiento; interpretar los resultados obtenidos durante una prueba, evaluándolos conforme a un código, norma o especificación aplicable. Además, debe estar familiarizado con los alcances y limitaciones de su técnica y puede ser responsable de la capacitación práctica y supervisión de los individuos de nivel I y aprendices. Debe ser responsable de preparar instrucciones de inspección, de organizar, revisar y emitir los dictámenes de los resultados de las pruebas efectuadas por él o bajo su supervisión.

**Criterio de aceptación.** Los criterios de aceptación de las pruebas no destructivas con inspección radiográfica se indican en la Tabla 13.

**8.2.12.2 Pruebas destructivas de soldadura.** Las pruebas destructivas de la soldadura se deben realizar en especímenes que deben ser cortados y preparados de acuerdo al API-1104 sección 6.5 o equivalente; el tipo y número de especímenes debe cumplir con lo indicado en la Tabla 14.

**Criterio de aceptación.** Los criterios de aceptación de los especímenes de prueba deben cumplir como mínimo con lo indicado en la Tabla 15.


**8.2.12.3 Reparación y eliminación de defectos de soldadura.** Los defectos de soldadura, a excepción de las grietas en el cordón de raíz o en los cordones de relleno, pueden ser reparados. Los defectos en el último cordón, excepto grietas, pueden ser también reparados conforme al procedimiento de reparación aceptado o autorizado. Ninguna grieta debe repararse, en caso de presentarse debe eliminarse toda la junta cortando el carrete. Todas las reparaciones deben cumplir los criterios de aceptación para pruebas no destructivas señaladas en esta norma. Antes de hacer la reparación, los defectos deben ser completamente removidos hasta el metal limpio. Las escorias deben ser removidas con cepillo de alambre y/o disco abrasivo.

Las soldaduras rechazadas deben ser reparadas o eliminadas conforme al procedimiento de reparación autorizado. Las soldaduras reparadas deben ser nuevamente inspeccionadas radiográficamente y adicionalmente se podrán hacer otras pruebas no destructivas. Una soldadura podrá ser reparada como máximo dos veces.


**8.2.12.4 Recalificación del procedimiento de soldadura.**

Un nuevo procedimiento de soldadura debe ser establecido y recalificado cuando cambien cualquiera de las siguientes variables:

- Cambio en el proceso de soldadura.* De gas a arco protegido (proceso de gas o soldadura de arco a otro proceso de gas u otra soldadura de arco), de manual a semiautomático o automático o combinación de éstos.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 36 DE 115</b></p>
--	--	--

- b) *Cambio en el material de los tubos.* Grupos de **ASTM** o **API** soldados a tuberías de especificación NRF 001 o NRF 002, acero al carbono, con límite elástico mínimo especificado de **2 950 kg/cm<sup>2</sup> (42 000 lb/pulg<sup>2</sup>)** y menor, más de **2 950 kg/cm<sup>2</sup> (42 000 lb/pulg<sup>2</sup>)** y menor de **4 570 kg/cm<sup>2</sup> (65 000 lb/pulg<sup>2</sup>)**, más de **4 570 kg/cm<sup>2</sup> (65 000 lb/pulg<sup>2</sup>)**; además de comprobar la compatibilidad de las propiedades metalúrgicas del metal base y el de relleno, así como tratamientos térmicos y propiedades mecánicas.
- c) *Cambio en el diseño de la junta.* De ranura en "**V**" a ranura en "**U**", etc. El cambio en el ángulo del bisel o borde de la ranura, no es variable esencial del procedimiento especificado.
- d) *Cambio en la posición.* Para soldadura a tope solamente, un cambio de fija a rolada o viceversa.
- e) *Cambio en el espesor de pared del tubo.* Un cambio de grupo de espesor de pared a otro grupo.
- f) *Cambio en el metal de aporte.* De un grupo clasificado a otro, ver Tabla 16.
- g) Cambio de polaridad de corriente positiva a negativa.
- h) Cambio en el lapso de tiempo entre el cordón de fondeo y el segundo cordón.
- i) Cambio de sentido (de vertical ascendente a vertical descendente o viceversa).
- j) Cambio en el gas de protección y proporción.
- k) Cambio en el fundente de protección.
- l) Cambio en la velocidad de avance.


 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 37 DE 115</b></p>
--	--	--

ASPECTO	DESCRIPCION								
Proceso	El proceso específico de soldadura de arco o el proceso de soldadura con gas, manual, semiautomático, automático o combinado.								
Material	Materiales, tubos y conexiones de tuberías, <b>API-SPEC-5L o equivalente, NRF-001-PEMEX-2000 y NRF-002-PEMEX-2001</b> y otros materiales de especificaciones <b>ASTM</b> , acero al carbono agrupados según el límite mínimo especificado a la fluencia <b>2 950 kg/cm<sup>2</sup> (42 000 lb/pulg<sup>2</sup>)</b> y menor, mayor de <b>2 950 kg/cm<sup>2</sup> (42 000 lb/pulg<sup>2</sup>)</b> y menor de <b>4 570 kg/cm<sup>2</sup> (65 000 lb/pulg<sup>2</sup>)</b> ; mayor de <b>4 570 kg/cm<sup>2</sup> (65 000 lb/pulg<sup>2</sup>)</b> ; además de comprobar la compatibilidad de las propiedades metalúrgicas de los metales base y relleno, tratamientos térmicos y propiedades mecánicas.								
Diámetro y espesor	<table border="0"> <tr> <td>Diámetro exterior (pulg)</td> <td>Espesor de pared (pulg)</td> </tr> <tr> <td>Menores de 2 3/8</td> <td>Menores de 3/16</td> </tr> <tr> <td>2 3/8 a 12 3/4</td> <td>3/16 a 3/4</td> </tr> <tr> <td>Mayores de 12 3/4</td> <td>Mayores de 3/4</td> </tr> </table>	Diámetro exterior (pulg)	Espesor de pared (pulg)	Menores de 2 3/8	Menores de 3/16	2 3/8 a 12 3/4	3/16 a 3/4	Mayores de 12 3/4	Mayores de 3/4
Diámetro exterior (pulg)	Espesor de pared (pulg)								
Menores de 2 3/8	Menores de 3/16								
2 3/8 a 12 3/4	3/16 a 3/4								
Mayores de 12 3/4	Mayores de 3/4								
Diseño de junta	Forma de la ranura y ángulo del bisel, tamaño de la cara de la raíz y abertura de la raíz o espacio entre miembros a tope. Forma y tamaño del cordón de soldadura. (Ver subinciso 8.2.12.5) Tipo de respaldo si se usa. (En caso de que el tipo de bisel difiera del especificado en la NRF-001 ó 002, se debe solicitar a Pemex su aprobación).								
Metal de aporte y número de cordones	Tamaño y número de clasificación del metal de aporte, número mínimo y secuencia de cordones.								
Características eléctricas o de flama	Corriente y polaridad, voltaje y corriente para cada electrodo, varilla o alambre. Neutral, carburizante, oxidante, tamaño del orificio en antorcha tipo, para cada tamaño de varilla o alambre.								
Posición	Rolado o soldadura de posición fija.								
Dirección de la soldadura	Vertical ascendente o descendente.								
Tiempo entre pasos	Tiempo máximo entre terminación del cordón de fondeo y principio del segundo cordón; tiempo máximo entre la terminación del segundo cordón y el principio de otros cordones.								
Tipo de alineador	Interno, externo, no se requiere								
Remoción de alineador	Después de completar <b>100%</b> del fondeo								
Limpieza	Herramientas motrices, herramientas de mano.								
Pre y pos-calentamiento	Relevado de esfuerzos, métodos, temperatura, métodos de control de temperatura, fluctuación de temperatura ambiente.								
Fundente y protector	Tipo y tamaño								
Velocidad de recorrido	Pulgadas por minuto, centímetros por minuto								
Dibujos y tablas	Dibujos por láminas separadas, mostrando la ranura y secuencia de los cordones de soldadura, junto con los datos tabulados según el diámetro y espesor de pared del tubo, el diseño de la junta, el metal de aporte, número de cordones y las características de la corriente eléctrica o de la flama. Así como es mencionada en el código API STD 1104 o equivalente, además todos los registros de o los procedimientos, deben ser iguales o semejantes a lo señalado en dicho código.								
Número de soldadores.	Número de soldadores por junta.								
Temperatura entre pasos.	Temperatura máxima entre el cordón anterior y el subsecuente.								

**Tabla 11. Variables que deben incluirse en el procedimiento de soldadura (WPS)**

Prueba No. _____		
Localización _____	Fecha _____	
Constructor _____		
Cédula _____	Cuadrilla _____	Inspector _____
Fecha _____	Estado Soldadura de rolado en patio _____	Soldadura posición fija _____
Soldador _____ Marca _____		
Tiempo de soldado _____	Hora _____	Temperatura °F _____
Estado atmosférico _____		
Uso de la pantalla contra viento _____	Tensión Volts _____	Corriente Amp. _____
Máquina de soldar utilizada _____	Tamaño _____	
Marca de fábrica del electrodo _____		
Tamaño del refuerzo _____		
Marca de tubos _____	Clase _____	
Espesor de pared _____	D.E. _____	lb/pie _____
Longitud de tramo _____		
Cordón Número 1 2 3 4 5 6 7	Cupón marcado 1 2 3 4 5 6 7	
Tamaño del electrodo _____	Original _____	
No. del electrodo _____	Dimensión placa _____	
	Area original de placa _____	pulg <sup>2</sup>
	Carga máxima _____	
	Resistencia a la ruptura _____	
	Localización de fractura _____	
Procedimiento	Prueba calificada	Calificado
Soldador	Ducto probado	Descalificado
Tensión máxima _____ Tensión mínima _____ tensión promedio _____		
Nota sobre tensión		
1 _____		
2 _____		
3 _____		
4 _____		
Nota sobre prueba de soldado		
1 _____		
2 _____		
3 _____		
4 _____		
Nota sobre prueba de sanidad por ranura y ruptura		
1 _____		
2 _____		
3 _____		
4 _____		
Prueba hecha a _____	Fecha _____	
Probado por _____	Supervisado por _____	
Nota: Puede usarse para reportar tanto la "Prueba de calificación del procedimiento" como para la "Prueba de calificación de soldaduras".		

**Tabla 12. Registro de calificación del procedimiento de soldadura (PQR).**

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 39 DE 115</b></p>
--	--	--


**Tabla 13. Criterios de aceptación de pruebas por inspección radiográfica.**

DEFECTO	SERVICIO NO AMARGO	SERVICIO AMARGO Y TRAMPAS DE DIABLOS EN AMBOS SERVICIOS
FALTA DE PENETRACION (FP)	<b>Sin desalineamiento.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Longitud individual no mayor de 1"</li> <li>Longitud acumulada no mayor de 1" en cualquier longitud continua de 12".</li> <li>Longitud acumulada no mayor del 8% de la longitud de la soldadura en cualquier soldadura menor de 12" de longitud.</li> </ul>	No se acepta
	<b>Con desalineamiento.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Longitud individual no mayor de 2".</li> <li>Longitud acumulada no mayor de 3" en cualquier longitud de soldadura de 12".</li> </ul>	
	<b>Transversal.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Longitud individual no mayor de 2"</li> <li>Longitud acumulada no mayor de 2" en cualquier longitud continua de 12".</li> </ul>	
FALTA DE FUSION (FF)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Longitud individual no mayor de 1"</li> <li>Longitud acumulada no mayor de 1" en cualquier longitud continua de 12".</li> <li>Longitud acumulada no mayor del 8% de la longitud de la soldadura en cualquier soldadura menor de 12" de longitud.</li> </ul>	No se acepta
	<b>Traslape en frío.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Longitud individual no mayor de 2"</li> <li>Longitud acumulada no mayor de 2" en cualquier longitud continua de 12".</li> <li>Longitud acumulada no mayor de 8% de la longitud de la soldadura.</li> </ul>	
CONCAVIDAD EN LA RAZ (CR)	Aceptable cualquier longitud, si la densidad de la imagen radiográfica de la concavidad no excede la del metal base más delgado adyacente. Para áreas que no cumplen lo anterior es aplicable el criterio de quemadura.	
QUEMADURA (Q)	a) La dimensión máxima no mayor de 0.25" y densidad de la imagen de la quemada no exceda el espesor del material base más delgado adyacente. b) La dimensión máxima no mayor al espesor de pared más delgado soldado y la densidad de la imagen de la quemada no mayor al metal base más delgado adyacente. c) La suma de las dimensiones máximas de quemadas separadas cuya densidad de imagen no sea mayor del metal base más delgado adyacente mayor de 0.50" en cualquier longitud continua de soldadura de 12".	No se acepta
INCLUSIONES DE ESCORIA (IE)	<b>Alargadas (IEE).</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>La longitud de una IEE no sea mayor de 2".</li> <li>La longitud acumulada de IEE no sea mayor de 2" en 12" de soldadura continua.</li> <li>El ancho de un IEE no sea mayor de 0.0625".</li> </ul>	<b>Individual.</b> Longitud de 0.33t
	<b>Aisladas (IEA).</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>La longitud acumulada de IEA no sea mayor de 0.5" en 12" continuas de soldadura.</li> <li>El ancho de un IEA no sea mayor de 0.0625".</li> <li>Menos de cuatro IEA con ancho máximo de 0.125" estén presentes en 12" continuas de soldadura.</li> <li>La longitud acumulada de IEE y IEA no sea mayor de 8% de la longitud de la soldadura.</li> </ul>	<b>Grupos.</b> Inclusiones elongadas: Longitud de 1" Longitud acumulada de 1" en soldaduras de 12" Ancho de 0.0625"



POROSIDAD (P)	<p><b>Individual (PI).</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El tamaño de un poro no sea mayor de 0.125".</li> <li>El tamaño de un poro no sea mayor del 25% del espesor de pared más delgado de la junta.</li> <li>La distribución de la porosidad dispersa no sea mayor a las concentraciones indicada en las figuras 1 y 2.</li> </ul>	<p>La dimensión máxima es 0.20t o 0.125", la que sea menor Para tuberías de espesor menor a 0.125", el máximo número de poros es de 12 en 6" de soldadura Para tuberías de espesor mayor a 0.125", la Fig. 3 indica los límites aceptables</p>
	<p><b>Agrupada (PA).</b> La porosidad agrupada que ocurre en cualquier paso excepto el paso final debe cumplir con los criterios de PI.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El diámetro de la PA no sea mayor de 0.5".</li> <li>La longitud acumulada de la PA no sea mayor de 0.5" en cualquier longitud continua de soldadura de 12".</li> <li>Un poro individual no sea mayor de 0.0625" en una agrupación.</li> </ul>	
	<p><b>Túnel (PT).</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>La longitud de una indicación individual no sea mayor de 0.5".</li> <li>La longitud acumulada no sea mayor de 2" en cualquier longitud continua de soldadura.</li> <li>Indicaciones individuales, cada una mayor de 0.25" en longitud, deben estar separadas por al menos 2".</li> <li>La longitud acumulada de todas las indicaciones no sea mayor de 8% de la longitud de la soldadura.</li> </ul>	
GRIETA (G)	<p>Las grietas deben ser consideradas un defecto cuando exista alguna de las condiciones siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>La grieta de cualquier tamaño o ubicación en la soldadura que no sea una grieta superficial de tipo cráter o bien una grieta de inicio.</li> <li>La grieta de tipo cráter superficial o de inicio con una longitud no mayor de 5/32".</li> </ul> <p><b>NOTA:</b> Grieta superficial tipo cráter o de inicio localizada en el punto de terminación del cordón de soldadura resultado de contracciones del metal de soldadura durante la solidificación.</p>	No se acepta
SOCAVADOS INTERNOS Y EXTERNOS (SE,SI)	<ul style="list-style-type: none"> <li>La longitud acumulada de indicaciones de socavados externos e internos en cualquier combinación no debe ser mayor de 2" en cualquier longitud continua de soldadura de 12".</li> <li>La longitud acumulada de indicaciones de socavados externos e internos en cualquier combinación, no sea mayor de 0.167" de la longitud de la soldadura.</li> </ul>	No se acepta
ACUMULACION DE IMPERFECCIONES (AD)	<p>Excluyendo falta de penetración debido a desalineamiento y socavados.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>La longitud acumulada no sea mayor a 2" en cualquier longitud continua de soldadura de 12".</li> <li>La longitud acumulada de indicaciones no sea mayor de 8% de la longitud de la soldadura.</li> </ul>	No se acepta



 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b>	<b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b>  <b>Rev.: 0</b>  <b>PÁGINA 41 DE 115</b>
--	---	---

DIAMETRO EXTERIOR	NUMERO DE ESPECIMENES				
	ROTURA POR TENSION	RANURA Y ROTURA	DOBLADO DE RAIZ	DOBLADO DE CARA	DOBLADO LATERAL
<b>ESPESOR DE PARED DE 1/2 Y MENORES</b>					
MENORES DE 2 3/8"	0	2	2	0	0
DE 2 3/8" A 4 1/2"	0	2	2	0	0
DE 4 1/2" A 12 3/4"	2	2	2	2	0
MAYORES DE 12 3/4"	4	4	4	4	0
<b>ESPESOR DE PARED MAYOR DE 1/2</b>					
4 1/2" Y MENORES	0	2	0	0	2
DE 4 1/2" A 12 3/4"	2	2	0	0	4
MAYORES DE 12 3/4"	4	4	0	0	8

NOTA: La preparación y dimensionamiento de la muestra y el método deben estar de acuerdo al API-1104 sección 6.5 o equivalente.

**Tabla 14. Cantidad de especímenes y tipos de prueba**

PRUEBA	IDENT.	SERVICIO AMARGO Y NO AMARGO
Tensión	T	<p>El esfuerzo de tensión de la soldadura, incluyendo la zona de fusión de cada espécimen, debe ser mayor o igual que el esfuerzo de tensión mínimo especificado del material del tubo pero no es necesario que sea mayor o igual que el esfuerzo a la tensión real del material del tubo.</p> <p>Si el espécimen se rompe fuera de la soldadura y zona de fusión (es decir, en el material base del tubo) y cumple los requerimientos del esfuerzo a la tensión mínimo especificado, entonces la soldadura debe ser aceptada.</p> <p>Si el espécimen se fractura en la soldadura o zona de fusión y el esfuerzo observado es mayor o igual al esfuerzo de tensión mínimo especificado del material de la tubería, la soldadura será aceptada.</p> <p>Si el espécimen se fractura en un valor del esfuerzo a la tensión abajo del mínimo especificado para el material del tubo, entonces el espécimen debe ser rechazado, y otro espécimen adyacente debe ser probado.</p>
Ranura y Rotura. (Sanidad)	RR	<p>Las superficies expuestas de cada espécimen para pruebas de rotura (Nick-break) deben mostrar completa penetración y fusión.</p> <p>La dimensión mayor de las cavidades o poros no debe exceder de <b>1.59 mm (1/16 pulg)</b>, y el área combinada de todas las cavidades no debe exceder del 2% del área de la superficie expuesta.</p> <p>Las inclusiones de escoria no deben tener más de <b>0.79 mm (1/32 pulg)</b> de profundidad y una longitud no mayor de <b>3.18 mm (1/8 pulg)</b> o la mitad del espesor de pared nominal, cualquiera que sea menor, debiendo tener cuando menos <b>12.7 mm (1/2 pulg)</b> de metal sano de la soldadura entre inclusiones de escoria adyacentes.</p>
Doble	D	<p>La prueba de doblez debe considerarse aceptable si no hay fisuras u otros defectos que excedan de <b>3.18 mm (1/8 pulg)</b> o de la mitad del espesor nominal de pared, el que sea menor, en cualquier dirección que se presenten en la soldadura o entre la soldadura y la zona de fusión después del doblez.</p> <p>Las grietas que se originen en el radio exterior de la curvatura a lo largo de los bordes del espécimen durante la prueba y que sean menores de <b>6.35 mm (1/4 pulg)</b> medido en cualquier dirección no deben ser considerados, a menos que se observen como defectos evidentes. Cada espécimen sujeto a la prueba de doblez debe estar conforme con estos requerimientos.</p> <p>Cada espécimen sujeto a la prueba de doblez lateral debe también cumplir con estos requerimientos.</p>
Soldadura de filete		<p>Las superficies expuestas de cada espécimen con soldadura de filete, deben mostrar completa penetración y fusión y cumplir con:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>La mayor dimensión de cualquier porosidad no debe exceder a <b>1.59 mm (1/16 pulg)</b>.</li> <li>El área combinada de todas las porosidades, no debe exceder el 2% del área de la superficie expuesta.</li> <li>La profundidad de las inclusiones de escoria no debe ser mayor que <b>0.79 mm (1/32 pulg)</b> y su longitud de <b>3.18 mm (1/8 pulg)</b> o la mitad del espesor nominal de la pared, cualquiera que sea menor.</li> <li>Debe haber una separación cuando menos de <b>12.7 mm (1/2 pulg)</b> entre inclusiones de escoria.</li> </ol>

NOTA: Pueden solicitarse por el área usuaria pruebas complementarias para servicio amargo, tales como: Perfil de Dureza, Impacto, Tenacidad a la fractura, susceptibilidad al agrietamiento por hidrógeno.

**Tabla 15. Criterios de aceptación de pruebas destructivas.**



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

PÁGINA 42 DE 115

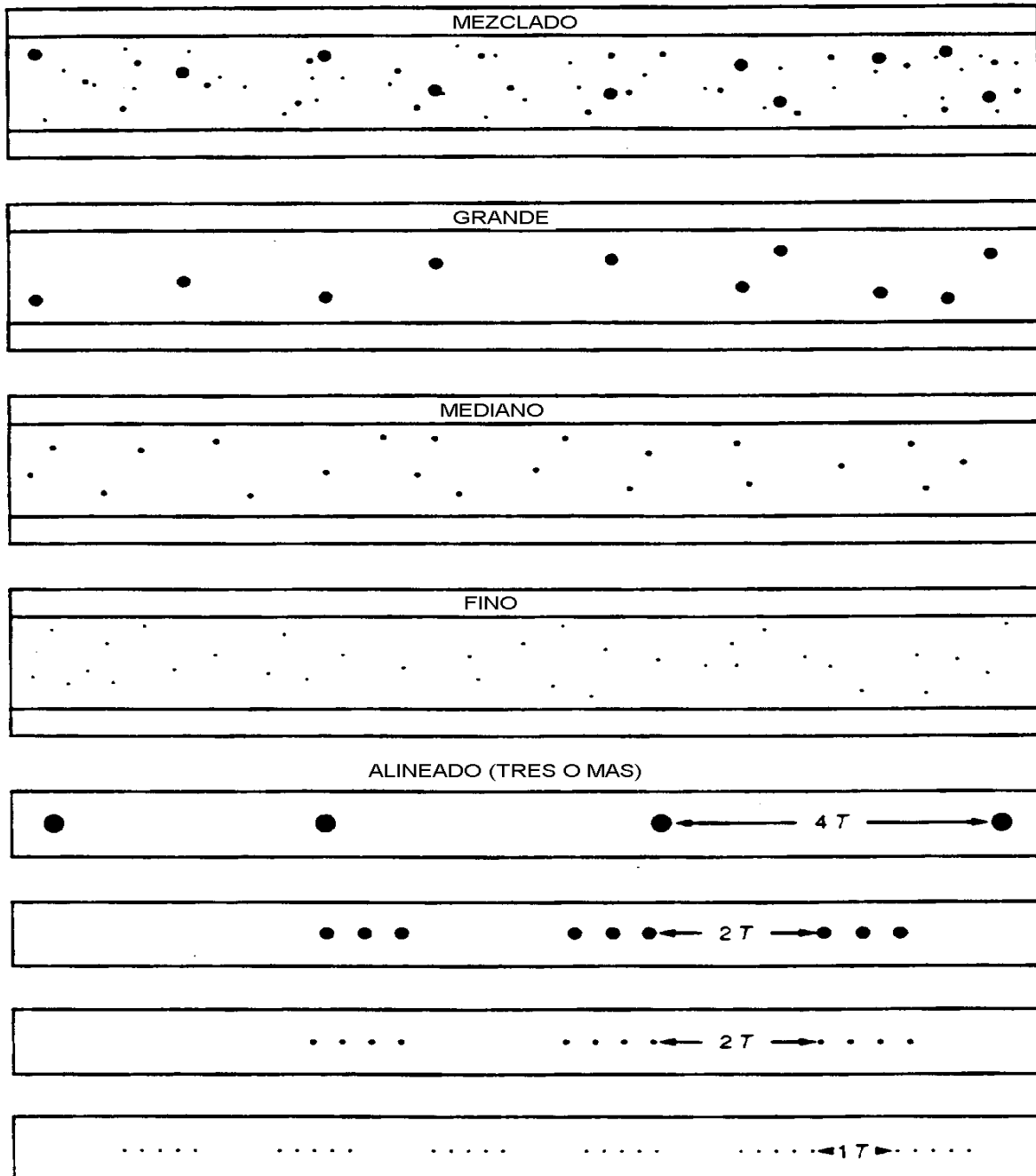


Figura 1. Máxima distribución de porosidades para espesores de pared de 0.5" o menores (el tamaño de las porosidades no está a escala)

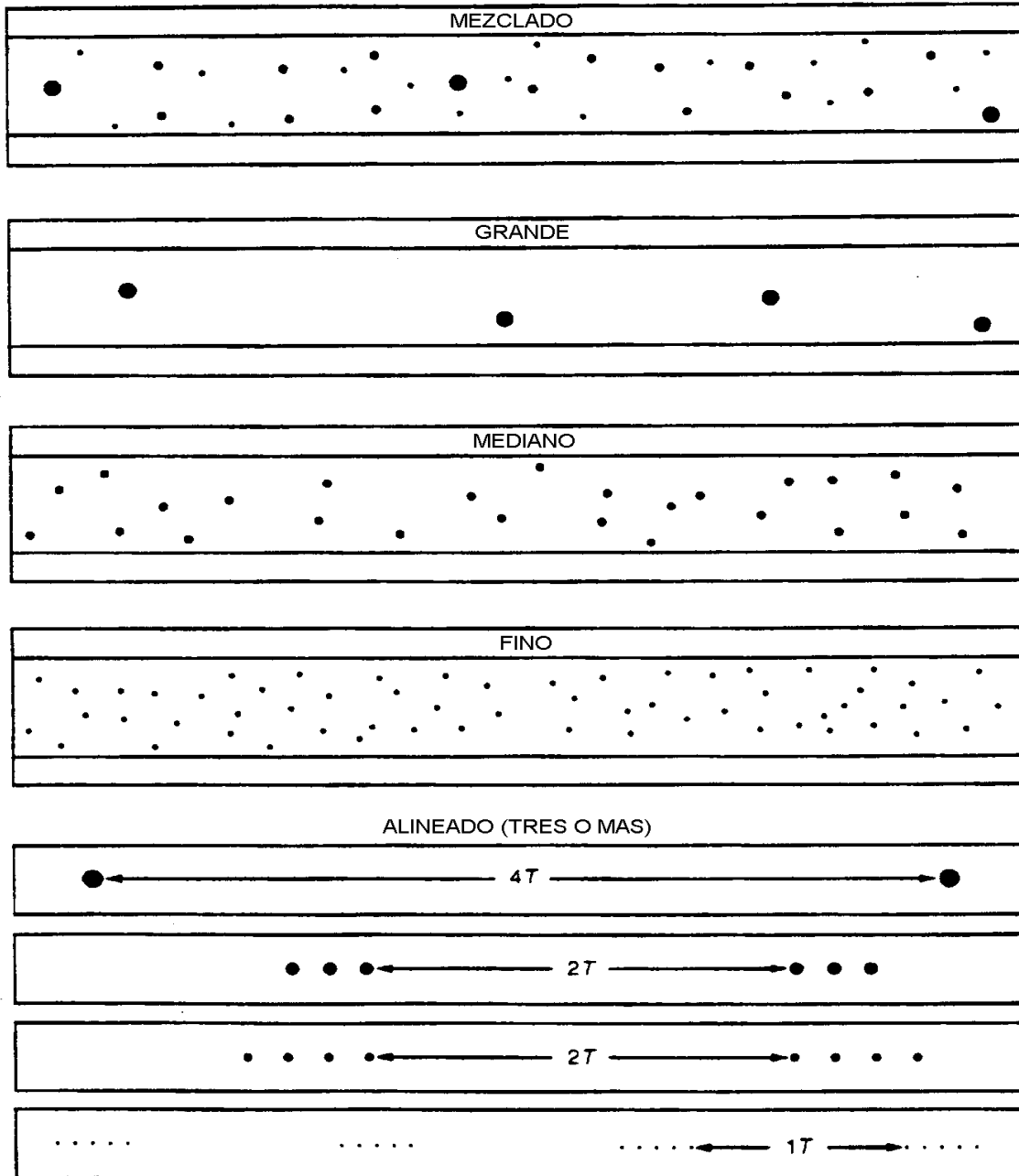


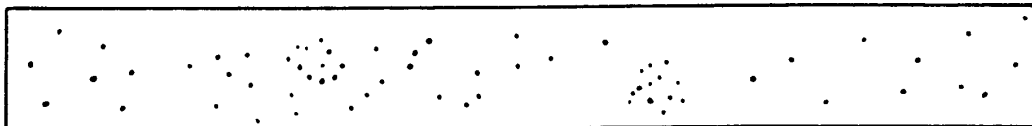
Figura 2. Máxima distribución de porosidades para espesores de pared mayores 0.5" (el tamaño de las porosidades no está a escala)



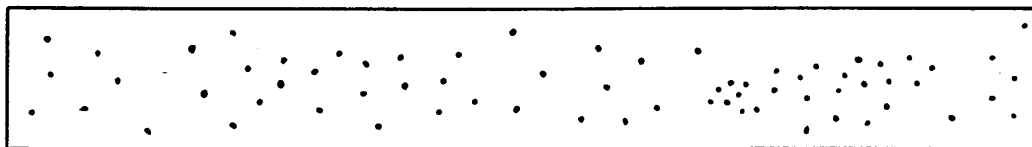
Tamaño y cantidad permitida en un longitud de 6" de soldadura  
Espesor de 0.125" a 0.25"



Tamaño y cantidad permitida en una longitud de 6" de soldadura  
Espesor de 0.25" a 0.5"



Tamaño y cantidad permitida en una longitud de 6" de soldadura  
Espesor de 0.5" a 1"



Tamaño y cantidad permitida en una longitud de 6" de soldadura  
Espesor mayor a 1"

**Figura 3. Máxima distribución de porosidades para servicio amargo y trampa de diablos (el tamaño de las porosidades no está a escala)**

GRUPO	ESPECIFICACIÓN AWS	ELECTRODO	FUNDENTE <sup>c</sup>	
1	A5.1	E6010, E6011		
	A5.5	E7010, E7011		
2	A5.5	E8010, E8011, E9010		
3	A5.1 o A 5.5	E7015, E7016, E7018		
	A 5.5	E8015, E8016, E8018, E9018		
4 <sup>a</sup>	A5.17	EL8		P6XZ
		EL8K		F6X0
		EL12		F6X2
		EM5K		F7XZ
		EM12K	F7X0	
		EM13K	F7X2	
5 <sup>b</sup>	A5.18	ER70S-2		
	A5.18	ER70S-6		
	A5.28	ER80S-D2		
	A5.28	ER90S-G		
6	A5.2	RG60, RG65		
7	A5.20	E61T-GS <sup>d</sup> , E71T-GS <sup>d</sup>		
8	A5.29	E71T8-K6		
9	A5.29	E91T8-G		

NOTA. Pueden usarse otros electrodos, material de aporte y fundentes pero requieren un procedimiento separado de calificación.

<sup>a</sup> Puede usarse una combinación de fundente y electrodo del Grupo 4 para calificar un procedimiento. La combinación debe identificarse por su número de clasificación AWS, tal como F7A0-EL12 o F6A2-EM12K. Solo se permiten sin recalificación, sustituciones que resultan en el mismo número de clasificación AWS.

<sup>b</sup> Un gas protector con el electrodo se debe usar en el grupo 5.

<sup>c</sup> En la designación del fundente, la X puede ser una A para "como fue soldado" o una P para "Tratamiento térmico después del soldado".

<sup>d</sup> Para soldadura de paso de raíz únicamente.


**Tabla 16. Clasificación de materiales de aporte.**

### 8.2.12.5 Tipos de soldadura, diseño de junta y transición.

**Soldadura a tope.** Las juntas soldadas a tope pueden ser con ranura tipo **V** sencilla, doble **V**, o de otro tipo apropiado. Los diseños de juntas ilustradas en la Fig. 4, o las combinaciones aplicables de éstos se deben utilizar para extremos de igual espesor. La transición entre extremos de espesor diferente puede lograrse biselando el espesor mediante un medio mecánico con equipo de corte, o por medio de un carrete de transición prefabricado de una longitud no inferior a la mitad del diámetro del tubo, con diseño de junta aceptables (Figura 5). El carrete debe tener por lo menos la resistencia mínima especificada a la fluencia del tubo con la más alta resistencia.

Los croquis de las Figs. 4 y 5 ilustran las preparaciones aceptables para unir extremos de tubería con soldadura a tope que tienen diferente espesor de pared, materiales o resistencia mínima especificada a la fluencia.

Cuando la resistencia mínima especificada a la fluencia de la tubería a unir es diferente, el metal de soldadura depositado debe tener propiedades mecánicas, por lo menos iguales a las del tubo que tenga la resistencia más alta.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 46 DE 115</b></p>
--	--	--

**Diámetros interiores diferentes, Figura 5.** Si los espesores de pared nominales de los extremos de los tubos no varían en más de 2.38 mm (3/32 pulg), no es necesario tratamiento especial alguno, siempre y cuando se logre penetración completa de la soldadura, ver croquis (a).

Cuando la diferencia nominal interior sea mayor de 2.38 mm (3/32 pulg) y no haya acceso al interior del ducto para soldar, la transición debe hacerse con un corte cónico en el interior del extremo del tubo más grueso o bien utilizar piezas de transición de fábrica, ver croquis (b). El ángulo de conicidad no debe ser mayor de 30° ni menor de 14°.

Para esfuerzos circunferenciales no superiores al 20% de la resistencia mínima especificada a la fluencia del tubo en servicios no amargos, cuando la diferencia nominal interior sea mayor de 2.38 mm (3/32 pulg) pero no exceda de la mitad del espesor de la pared del tubo más delgado y haya acceso al interior del tubo para soldar, la transición puede hacerse con una soldadura cónica, ver croquis (c).

En servicios no amargos, cuando la diferencia nominal interior entre caras sea mayor del espesor de pared del tubo más delgado y haya acceso al interior del tubo para soldar, la transición puede efectuarse con un corte cónico por el interior del extremo del tubo más grueso, ver croquis (b) o mediante una combinación de soldadura cónica hasta 0.5 veces el espesor de pared del tubo más delgado y luego un corte cónico a partir de ese punto, ver croquis (d).

**Diámetros exteriores diferentes, Figura 5.** Cuando la diferencia exterior entre caras no exceda de la mitad del espesor de pared del tubo más delgado, la transición puede efectuarse mediante soldadura, ver croquis (e), siempre y cuando el ángulo de elevación de superficie de la soldadura no exceda de 30° y ambos bordes biselados tengan una fusión adecuada.

Cuando haya una diferencia exterior entre caras que exceda la mitad del espesor de pared del tubo más delgado, esa parte de la diferencia entre caras, en exceso de la mitad del espesor de pared del tubo más delgado, debe cortarse cónicamente, ver croquis (f).


**Diámetros interiores y exteriores diferentes, Figura 5.** Cuando haya una diferencia tanto por el interior como por el exterior, el diseño de la junta debe ser una combinación de los croquis (a) a (f), ver croquis (g). En estas condiciones, se debe prestar atención particular al alineamiento apropiado.

**Soldaduras de filete.** Las soldaduras de filete pueden ser desde cóncavas hasta ligeramente convexas. Para fines de resistencia el tamaño de una soldadura de filete se mide como la longitud del cateto del mayor triángulo rectángulo de catetos iguales inscrito en la sección transversal de la soldadura, como se ilustra en la Fig. 6 que cubre los detalles recomendados para las conexiones de bridas.

**8.2.12.6 Pre calentamiento.** Los aceros al carbono que tienen un contenido de carbono mayor de 0.32%, o un carbono equivalente (C+1/4Mn) mayor de 0.65% determinado por análisis de cuchara, deben pre calentarse a la temperatura indicada por el procedimiento de soldadura.

El pre calentamiento también se requiere para aceros que tienen bajo contenido de carbono equivalente cuando el procedimiento de soldadura indica que la composición química, la temperatura ambiente y del metal, el espesor de pared del material o la geometría del extremo a soldar requieren de tal tratamiento para producir soldaduras satisfactorias.

**8.2.12.7 Relevado de esfuerzos.** Los aceros al carbono que tienen un contenido de carbono mayor de 0.32%, o un carbono equivalente (C+1/4Mn) mayor de 0.65% determinado por análisis de cuchara, se deben relevar de esfuerzos. El relevado de esfuerzos puede ser conveniente para los aceros de bajo contenido de carbono o carbón equivalente cuando existen condiciones adversas como enfriamiento rápido de la soldadura. La

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 47 DE 115</b></p>
--	--	--

temperatura de relevado de esfuerzos debe ser de 593°C (1200°F) o mayor, para aleaciones de acero ferrítico. Los límites exactos de temperatura deben establecerse en la especificación del procedimiento.

Las soldaduras en todos los aceros al carbono deben relevarse de esfuerzos cuando el espesor nominal de pared sea igual o mayor de 1.25".

### 8.2.13 Calificación de soldadores.

Los soldadores deben calificarse de acuerdo con los procedimientos autorizados y para la obra a realizarse, los cuales debieron haber cumplido con los requisitos establecidos en el inciso 8.2.12.

Los soldadores deben ser calificados cada vez que cambien las condiciones o parámetros que sirvieron de base para la calificación. La calificación de los soldadores se efectuará por medio de: inspección visual, inspección radiográfica y pruebas destructivas, de acuerdo a la sección 6 del API-1104 o equivalente. Los criterios de aceptación en la inspección visual y radiográfica de las pruebas son los indicados en la Tabla 13.

La interpretación de las radiografías debe ser llevada a cabo por un técnico nivel II en radiografía y estar calificado de acuerdo a la NMX-B-482-1991 o ASNT SNT-TC-1A o equivalente.

### 8.2.14 Soldaduras de campo.

Los electrodos deben ser seleccionados de acuerdo con la Tabla 16 y las especificaciones internas de PEMEX P.4.310.01 y P.4.311.01, para proporcionar soldaduras con una resistencia igual o ligeramente mayor a la resistencia de los tubos a unir y tener una composición química similar a la del metal base.

La operación de soldado se debe proteger de las condiciones meteorológicas (lluvia, viento, polvo, humedad, etc.) que puedan ser perjudiciales para la soldadura.

El alineamiento de los tubos de diámetro de **304.8 mm (12 pulg)** y mayores, debe realizarse mediante alineadores interiores y mantenido durante el fondeo. En el alineamiento de tubería de diámetro menores a 12" y en los empates de todos los diámetros se debe utilizar alineadores exteriores tipo canasta, los cuales deben mantenerse hasta aplicar el fondeo en el **50%** distribuido en toda la circunferencia del tubo. Los tubos se deben alinear alternando su costura longitudinal a **30 grados** a cada lado del eje vertical.

La conexión eléctrica de tierra no debe soldarse a la tubería, así como tampoco debe realizarse sobre equipos de proceso instalados como medio de continuidad eléctrica para cerrar el circuito con la pieza que se va a soldar.

Todas las soldaduras de campo en ductos tanto en línea regular, como en obras especiales y empates, se deben radiografiar al 100% con la fuente de radiación apropiada a su espesor y con la técnica de inspección de pared sencilla, en ductos de 12" a 60" de diámetro, y la de doble pared sólo cuando no sea posible aplicar la de pared sencilla, para obtener radiografías que cumplan con la sensibilidad establecida en el API 1104 o equivalente, de acuerdo al espesor en acero y conforme se indica a continuación:

- a) Para ductos que transportan hidrocarburos amargos.

ESPESOR EN ACERO *	FUENTE DE RADIACION
1 a 50mm	Rayos X
19 a 80mm	Iridio 192
38 a 150mm	Cobalto 60

\*El espesor se refiere al grueso de la pared del ducto que está en contacto con la placa radiográfica en pared sencilla o en doble pared.

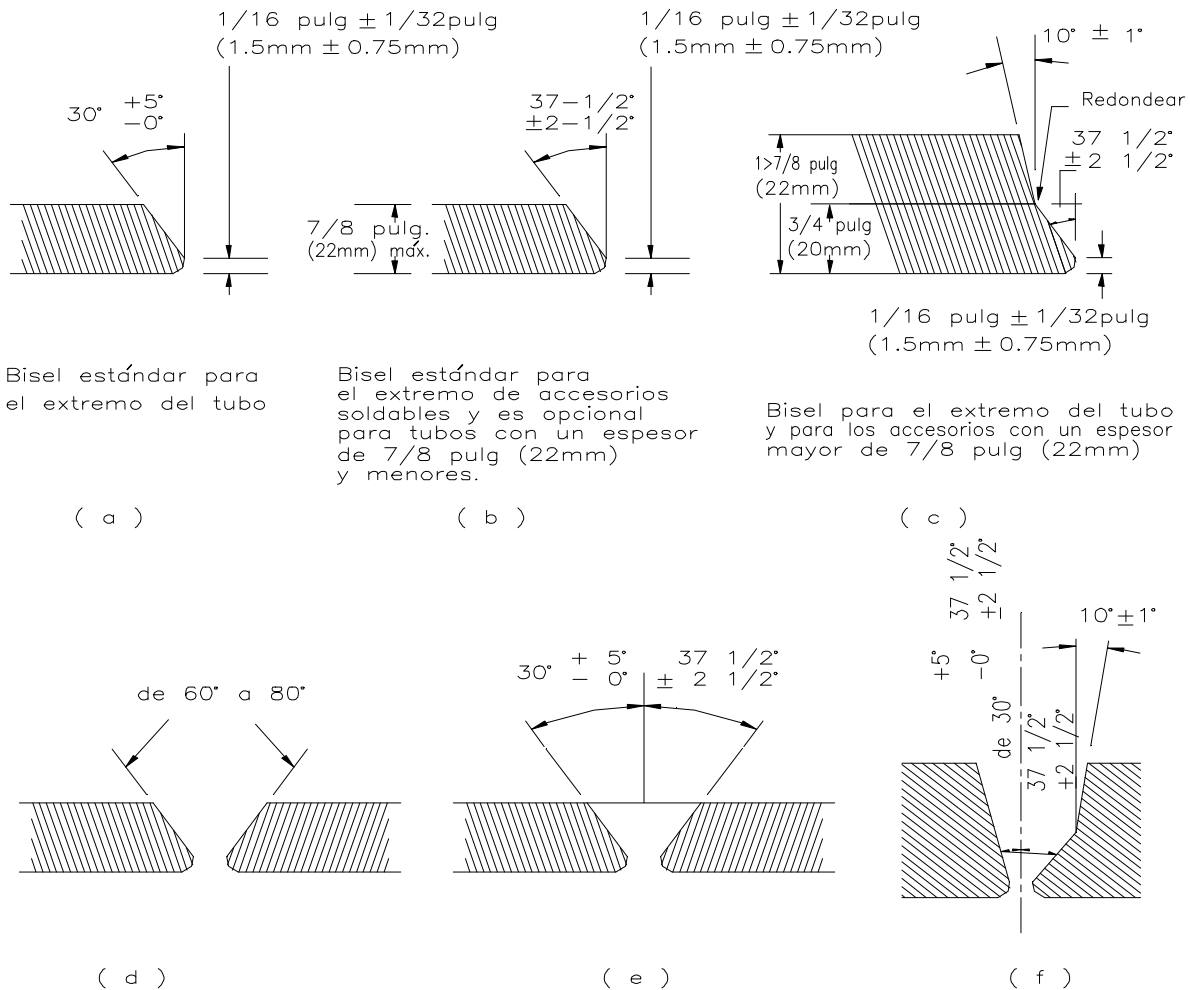


- b) Para ductos que transportan hidrocarburos no amargos, la inspección radiográfica debe estar conforme a lo dispuesto en el ASME sección V y el API-1104, últimas ediciones, o su código y especificación equivalente, respectivamente.

Los criterios de aceptación en la inspección visual y radiográfica de las juntas de campo son los indicados en la tabla 13.

La interpretación de las radiografías debe ser llevada a cabo por un técnico nivel II en radiografía y estar calificado de acuerdo a la NMX-B-482-1991 o ASNT SNT-TC-1A o equivalente.

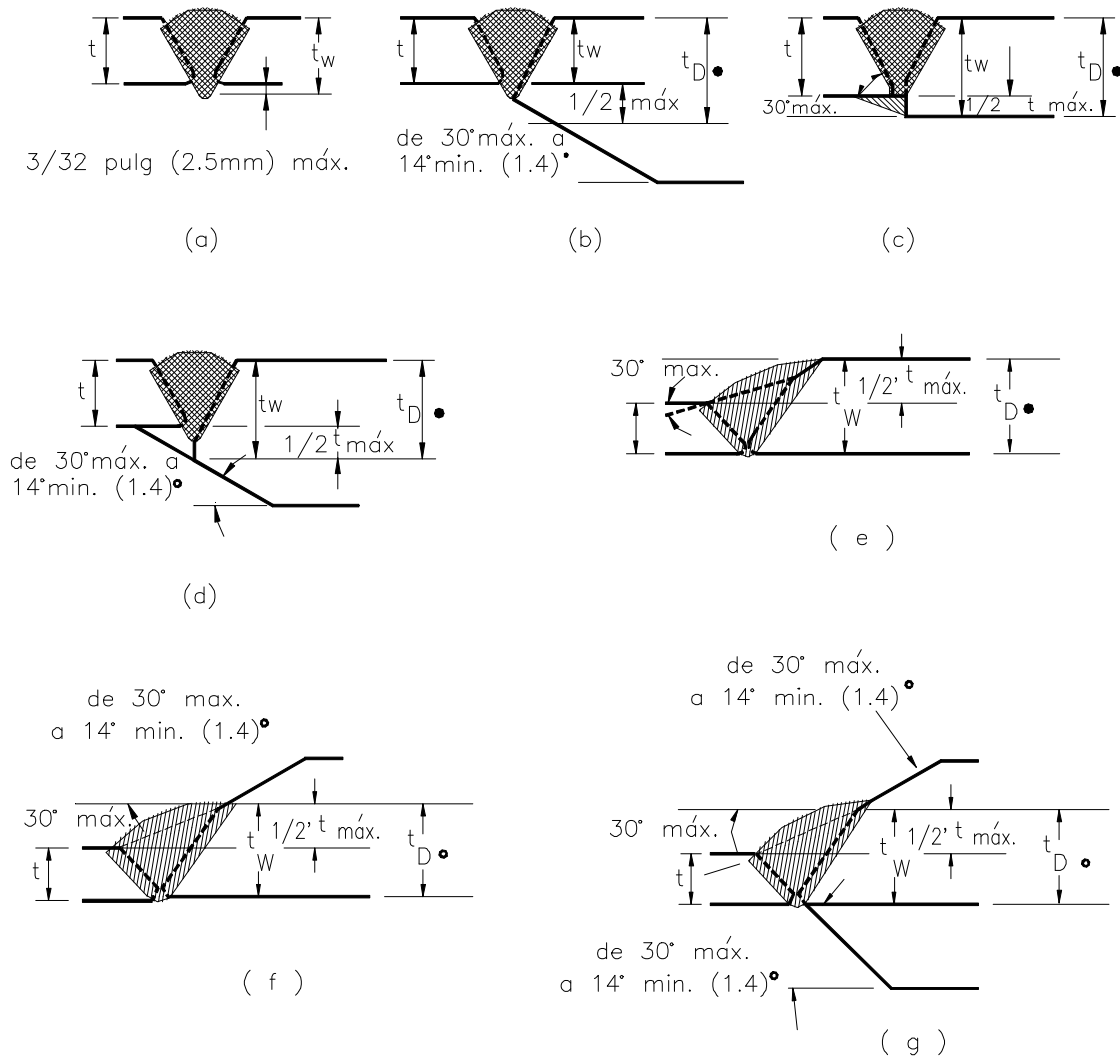
Se deben llevar los registros en los formatos correspondientes en cada una de las juntas de campo efectuadas.



COMBINACIONES ACEPTABLES EN EL BISEL DE LOS EXTREMOS DEL TUBO

Figura 4. Diseño del bisel en la junta de soldadura para tubos de igual espesor de pared.





NOTA:

- (•) No hay mínimo cuando el material a unir tenga la misma resistencia a la cedencia
- (•) El máximo espesor " tD " para propósito de diseño, no deberá ser mayor a 1.5t.

**Figura 5. Diseño del bisel en la junta de soldadura para tubos de diferente espesor de pared.**



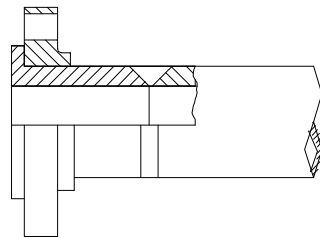
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

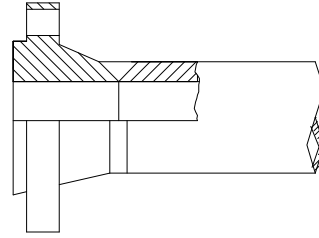
No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

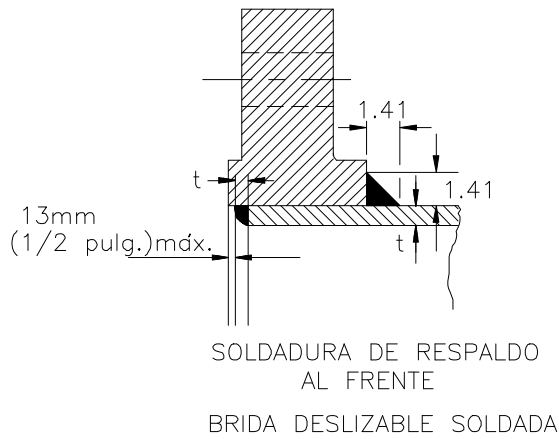
PÁGINA 50 DE 115



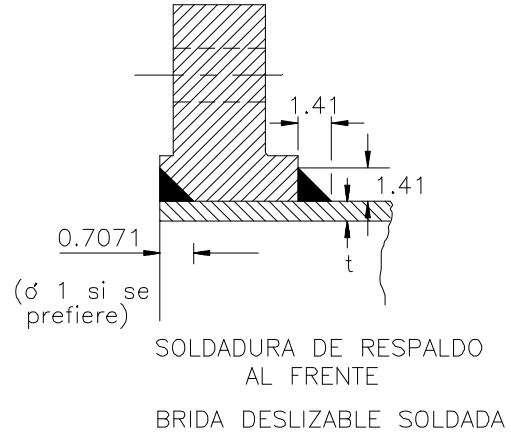
BRIDA DE TRASLAPE



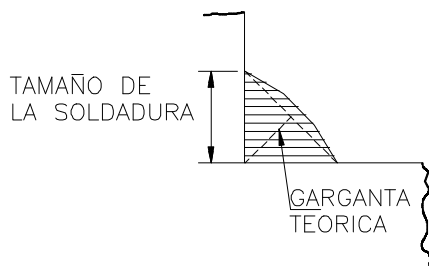
BRIDA DE CUELLO SOLDABLE



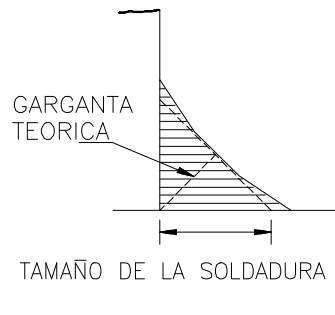
SOLDADURA DE RESPALDO  
AL FRENTE  
BRIDA DESLIZABLE SOLDADA



SOLDADURA DE RESPALDO  
AL FRENTE  
BRIDA DESLIZABLE SOLDADA




SOLDADURA DE FILETE CONVEXA



SOLDADURA DE FILETE CONCAVA

Figura 6. Detalles recomendados para las conexiones de bridas.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 51 DE 115</b></p>
--	--	--

### 8.2.15 Protección anticorrosiva en juntas de campo.

La protección anticorrosiva de los extremos de la tubería (aproximadamente 30 cm a cada lado del tubo) se debe efectuar limpiando el área en forma manual usando cepillos de alambre y solventes químicos hasta eliminar totalmente la herrumbre, costras, grasa y aceites.

Tanto los tramos enterrados como los aéreos deben llevar recubrimiento anticorrosivo. El recubrimiento anticorrosivo de los tramos aéreos y enterrados deben cumplir con lo indicado en las normas NRF-004-PEMEX-2000 y NRF-033-PEMEX-2002 respectivamente.

De preferencia se debe utilizar el mismo tipo de recubrimiento que se utilizó en la tubería. El precalentamiento y procedimiento de aplicación se debe efectuar de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Se debe realizar la inspección dieléctrica en las juntas de campo. En caso de tubería lastrada, las juntas de campo deben llevar una lámina, fleje e inyección de resina de poliuretano.

Se debe tener cuidado durante todas las fases de la construcción de no dañar el recubrimiento anticorrosivo.

### 8.2.16 Prueba dieléctrica del recubrimiento.

Al ser levantada la tubería de sus apoyos para el bajado a la zanja, se debe correr el detector dieléctric-o a todo lo largo, teniendo cuidado especial cuando se pase por los puntos donde se encontraba apoyada. Cualquier defecto del recubrimiento debe ser reparado conforme a lo indicado en la NRF-026-PEMEX-2001.

### 8.2.17 Bajado y tapado.

Se debe tener cuidado de no dañar el recubrimiento anticorrosivo durante el bajado y relleno de la zanja. El material producto de la excavación debe ser devuelto a la zanja eliminando todo aquello que pueda dañar el recubrimiento, de manera que después del asentamiento la superficie del terreno no tenga depresiones y salientes en el área de la zanja o que el montón de tierra lateral interfiera con cualquier tráfico eventual o normal en el lugar.


Después del relleno de la zanja debe despejarse el derecho de vía y otras áreas circundantes, si es el caso, y debe disponerse de todos los materiales de desperdicio, escombros y desechos resultantes. Debe emparejarse el terreno llenando hoyos, surcos y reparando cualquier daño, debiendo restaurarse el terreno para una condición estable y de uso y pueda razonablemente tomar la consistencia que tenía el terreno anterior a la construcción.

### 8.2.18 Empates.

Por construcción, durante las operaciones de alineado se permite tener desconectadas secciones del ducto. Estas secciones tendrán que ser unidas en sus extremos para dar continuidad a la misma, operación que es conocida como "empate".

El seccionamiento puede ocurrir al interrumpir el soldado de la línea regular como se indica:

- Por una sección del ducto que cruza por debajo de una vía férrea, de un camino o de otro obstáculo que no será instalada por la cuadrilla de alineado y soldado.
- Cuando la línea regular se interrumpe en un cruzamiento de río, laguna, estero, etc.
- Cuando el ducto se interrumpe en una estación de bombas, en una trampa de diablos o en una válvula de seccionamiento.
- Por acomodo de la tubería en la zanja.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 52 DE 115</b></p>
--	--	--

e) Cuando el ducto se deja abierto para corrida de diablos.

Para unir estas secciones y dar continuidad al ducto debe seguirse el procedimiento de soldadura establecido, usar el equipo necesario y procurar la manera de que las secciones queden apropiadamente alineadas para evitar sobreesfuerzos.

Las soldaduras de empuje que no sean probadas hidrostáticamente, deben inspeccionarse con radiografía y ultrasonido al 100%. El criterio de aceptación es el que se indica en la Tabla 13.

En el caso particular del empleo de carretes de ajuste, estos deben tener una longitud mínima de la mitad del diámetro en tuberías mayores o iguales a 18 pulg., y de un diámetro para tuberías menores o iguales a 16 pulg.

### **8.2.19 Prueba hidrostática.**

Todos los ductos nuevos deben someterse a una prueba hidrostática para comprobar su hermeticidad. La prueba se debe hacer después de la corrida con el equipo medidor de la geometría y con el equipo de limpieza interior. El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba hidrostática debe incluir: bomba de gran volumen, filtro para asegurar una prueba limpia, bomba de inyección de inhibidores de corrosión, instrumentos de medición, válvula de alivio y bomba para presurizar el ducto a niveles mayores a los indicados en el procedimiento de prueba.

El agua que se utilice debe ser neutra y libre de partículas en suspensión, que no pasen en una malla de 100 hilos por pulgada.

La duración de la prueba será de 8 horas mínimo y 4 horas en tubería (tramo corto) o secciones prefabricadas que sean parte y se integren al sistema del ducto sin prueba posterior.

El valor de la presión para la prueba hidrostática debe ser de 1.25 la presión de diseño.


Deben recabarse dos ejemplares de la constancia de las pruebas certificadas por los representantes de la residencia de construcción y de la rama operativa, y el permiso de uso expedidos por la Secretaría de Energía, la cual supervisará la ejecución de las mismas a través de un inspector autorizado, conjuntamente con las dependencias de inspección y seguridad industrial de las ramas operativas y de construcción.

Cuando alguno de los elementos del sistema sea de menor resistencia, éste debe ser aislado para no ser probado con el resto. Después de hacer la prueba hidrostática, los ductos, válvulas y accesorios serán drenados completamente para evitar daños por congelamiento o por corrosión. El equipo de un sistema de tubería que no se sujete a la prueba debe desconectarse.

La prueba hidrostática de preferencia se debe efectuar al sistema completo, en caso de que por las características del sistema no fuera posible, se puede efectuar por secciones previo conocimiento y análisis del sistema de prueba respectivo.

Las pruebas de presión hidrostática deben realizarse tanto en el sistema completo de ductos como en tramos y componentes terminados del sistema. Las trampas de "diablo", múltiples y accesorios, deben ser sometidos a la prueba hidrostática hasta los límites similares que se requieren en el sistema.

Todos los dispositivos de seguridad como limitador de presión, válvulas de relevo, reguladores de presión y equipo de control, deben ser calibrados para corroborar que están en buenas condiciones mecánicas, capacidad adecuada, efectividad, confiabilidad de operación para el servicio a que se destinan, funcionamiento a la presión correcta. En caso de que algún dispositivo no cumpla, se debe reemplazar por otro que satisfaga todos estos requerimientos.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 53 DE 115</b></p>
--	--	--

Al comprobar satisfactoriamente las pruebas de las tuberías, se deben hacer todas las conexiones necesarias para eliminar el agua por medio de diablos o esferas corridas con aire. La fuente de abastecimiento de agua y las áreas para desalojarla después de la prueba, deben cumplir con los requisitos de la Comisión Nacional del Agua (C.N.A.) y también de las normas oficiales correspondientes; asimismo ordenará los análisis de laboratorio necesarios para verificar la calidad especificada.

Durante la vida útil del sistema o parte del sistema de tubería, se deben conservar registros de las pruebas realizadas. La dependencia operativa debe recibir de la dependencia responsable de las pruebas, copia de esta información, que por lo menos será la siguiente:

- Dependencia responsable de las pruebas y técnicos que las realizaron y aceptaron.
- Procedimiento de realización de la prueba.
- Tipo, medio y temperatura de la prueba
- Presiones de diseño, operación y prueba.
- Duración de la prueba, gráficas y otros registros.
- Fugas y otras fallas con sus características y localización.
- Variaciones en cada prueba y sus causas.
- Reparaciones realizadas como resultado de la prueba efectuada.

Como alternativa se puede realizar una prueba neumática, en cuyo caso el fluido de prueba será algún gas inerte. La presión de prueba debe ser 125% de la presión máxima de operación y el tiempo mínimo de prueba de 8 horas. Dicha prueba implica riesgo de que se libere la energía almacenada en el gas comprimido, por lo que se deben tomar medidas precautorias para minimizar el riesgo del personal por la posibilidad de una falla frágil, la temperatura de la prueba debe considerarse en función de los resultados de las pruebas de tenacidad del material del ducto.

Se debe presentar un procedimiento de prueba neumática, el cual será autorizado por el representante de Pemex. Asimismo debe contar con el permiso de trabajos con riesgo de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Organismo Subsidiario correspondiente.

El equipo mínimo requerido para la realización de la prueba neumática incluye: dispositivo de alivio de presión, termómetro de registro gráfico y radios de intercomunicación.


### **8.2.20 Limpieza interior.**

Después de realizarse la prueba hidrostática, se deben correr los diablos de limpieza para desprender materias que puedan resultar de cada junta soldada entre tubos y otros residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

### **8.2.21 Inspección con diablo geómetra.**

Se debe realizar la inspección interior del ducto completo, mediante una corrida de diablo geómetra con Sistema de Posicionamiento Global (GPS), previa a la entrega al área operativa. Lo anterior con el fin de tener un punto de referencia de las condiciones reales de la tubería al inicio de sus operaciones y de comprobar si durante la construcción no hubo problemas de aplastamiento por circulación de tractores y/o equipo pesado y/o vehículos de carga sobre la tubería enterrada. En caso de detectarse alguna anomalía, se debe proceder a efectuar las reparaciones, llevando los registros correspondientes.

El diablo geómetra debe aprobarse por el organismo subsidiario, éste debe cumplir con las características, alcance de trabajos, registros y reportes que se señalan en el proyecto de norma de referencia NRF-060-PEMEX-2002.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 54 DE 115</b></p>
--	--	--

### 8.2.22 Reacondicionamiento del derecho de vía.

Se debe recolectar todo el material utilizable que haya quedado a lo largo del derecho de vía y transportarlo a los lugares adecuados para su almacenamiento. Se debe hacer una limpieza general del derecho de vía, despejándolo de toda clase de desperdicios que hayan quedado en él.

Todo el material de relleno debe ser devuelto a la zanja, de manera que después del asentamiento, la superficie del terreno no tenga depresiones y salientes en el área de la zanja o que el montón de tierra lateral interfiera con cualquier tráfico eventual o normal en el lugar.

Los diques, terrazas, drenajes o canales que fueron desviados o cortados durante la construcción y que quedaron sujetos a derrumbes, se deben reponer con sacos de arena o apisonado, dando la densidad necesaria para contener la presión y la resistencia a la erosión.

En campos de cultivo, las rocas grandes o de cantos rodados provenientes de la zanja que se encuentren a un lado sobre el terreno, deben ser removidas para que no interfieran con las operaciones de labranza.

La operación de relleno debe hacerse a mano o con el equipo adecuado, cuando se expongan edificios u otras estructuras a posibles daños por el equipo mecánico.

Cuando la tubería sea atravesada por un drenaje subterráneo, éste debe ser protegido durante la construcción y restaurado al finalizar la obra.

Para evitar posibles accidentes en cruces de caminos, debe rellenarse la zona durante la construcción del ducto, apisonando por capas y poniendo una capa final de grava, de 12" de espesor.


Los residuos de material de la construcción tales como: leña, terrones u otras concentraciones de materia orgánica que forman compuestos ácidos por putrefacción, deben ser removidos, incluso como protección de las piezas de acero de los equipos expuestos.

Se deben restaurar los terrenos atravesados por la tubería, los cuales se deben dejar hasta donde sea posible, en las condiciones anteriores a la ejecución de la obra, trátense de terrenos particulares o de cruces de obras públicas, como las vías de comunicación. Es necesario que la faja de terreno o amplitud del derecho de vía para operación y mantenimiento se deje en condiciones de estabilidad permanente de su superficie.

Deben hacerse reparaciones duraderas de las bardas y otros cercados a través de los cuales se han tenido puertas temporales u otros medios de paso. Deben usarse materiales nuevos en las reparaciones. Las estructuras deben quedar con las mismas o mejores condiciones que había antes de la construcción. Todas las reparaciones deben ser a satisfacción de los propietarios o inquilinos. Se deben remover todos los medios temporales de acceso al derecho de vía, excepto aquellos que el proyecto señale para usos de mantenimiento o para uso del propietario del terreno, según la conveniencia. Se deben restaurar y reparar las condiciones originales de todos los derechos de vía públicos en los puntos donde fueron interceptados por el derecho de vía del ducto.

Deben atenderse las demandas por daños que puedan resultar en la construcción de la tubería y en su caso deben hacerse las reparaciones o restauraciones que satisfagan a el o los propietarios. Debe establecerse una conducta de trato con propietarios y autoridades para ejercer los permisos con ellos obtenidos.

Una vez limpio el derecho de vía, el material excavado o cortado en las lomas, bordos de arroyos o ríos, acequias o canales y otros sitios, durante la apertura y conformación del derecho de vía, deben ser protegidos

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 55 DE 115</b></p>
--	--	--

contra deslizamientos y erosión, mediante compactación, rompecorrientes, drenes y siembra de pasto en caso de ser necesario.

### **8.2.23 Señalización.**

Se deben colocar las señales necesarias para la localización e identificación de las instalaciones (señales Informativas), así como para limitar actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones (señales Restrictivas) y aquellas para alertar al público acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y mantenimiento (señales Preventivas), de acuerdo a lo indicado en el Anexo C de esta norma.

### **8.2.24 Protección catódica.**

El sistema de protección catódica debe instalarse conforme al procedimiento acordado y de acuerdo al proyecto. Una vez instalado el sistema se debe verificar que las terminales estén debidamente instaladas y que las correspondientes mediciones del potencial estén dentro del rango aceptable. Se deben elaborar los registros de las mediciones de potencial.

### **8.2.25 Obras especiales.**

Las obras especiales deben construirse conforme a proyecto.

El constructor es responsable de no interrumpir el tránsito de vehículos o el flujo de ríos durante la construcción de las obras especiales, así como tomar las medidas necesarias en cada caso.

Además de tomar en cuenta lo establecido por esta norma para obras especiales, se debe considerar la posibilidad de recubrir interiormente el ducto en los cruces, sí por las condiciones del fluido a manejar así se requiere.


La construcción de soportes y anclajes en las áreas superficiales debe cumplir con lo especificado en el diseño.

La continuidad de la construcción del ducto no debe interrumpirse cuando se cruce con pequeños canales, arroyos o barrancas angostas y poco profundas que permitan al tubo, por resistencia propia, cruzar el obstáculo sin requerir de soportes, y siempre que no exista el peligro de que la tubería sea alcanzada por la corriente o se acumulen escombros, o que los taludes de los bancos de apoyo consistan de material suave que no sea capaz de soportar el peso del tubo y esté sujeto a deslaves y erosión.

**8.2.25.1 Cruces con carreteras o vías férreas.** Los cruzamientos con carreteras o vías férreas deben realizarse de acuerdo a lo que se estipula en los permisos respectivos y en los planos de proyecto, los que pueden contemplar el uso de una camisa protectora o aumentando la profundidad de enterrado en el cruce. El constructor debe desviar el tránsito de la carretera o camino mientras dure la obra, dejando el terreno debidamente compactado después de la reparación.

Dentro de los tubos de protección (camisas) a una profundidad de cuando menos 1.50 m, el tubo y la camisa deben ser concéntricos y deben conservarse en esa posición por medio de aisladores y centradores de fábrica diseñados para este fin. El espacio anular entre la tubería y el tubo protector debe sellarse en los dos extremos, debiéndose realizar la operación tan pronto como se haya introducido el ducto dentro de la camisa. En el Anexo F de esta norma se presenta la figura de un cruce típico con carretera mediante el empleo de camisa protectora.

El constructor es responsable de que el tubo de protección quede eléctricamente aislado de la tubería de conducción.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 56 DE 115</b></p>
--	--	--

El tubo enterrado directamente sin el uso de camisas de protección, debe instalarse a una profundidad con un espesor mínimo de capa de tierra sobre el lomo de la tubería de 3 m en todo el ancho del derecho de vía que se cruce, ya sea en calles pavimentadas, caminos de terracería vecinales y/o estatales o accesos a predios particulares por donde circulen vehículos pesados, tractores, maquinaria pesada y/o vehículos de carga.

**8.2.25.2 Cruces con cuerpos de agua.** En los casos donde se crucen corrientes de agua, ríos, lagunas, terrenos inundados y/o pantanos, el tendido de la tubería debe ser en estricto apego a lo estipulado en los permisos respectivos, siguiendo las indicaciones de diseño y los procedimientos de construcción proporcionados para cada caso particular, con los estándares de ingeniería correspondientes. El cruzamiento se debe realizar tendiendo la tubería lastrada (NRF-033 PEMEX-2002) bajo el cauce de la corriente en forma semejante al tendido general del ducto, enterrándola en el fondo a una profundidad mínima de 1.80 m a partir del lomo de la tubería, para garantizar que el ducto quede fuera de la posible erosión del agua a todo lo ancho del cauce. Sólo se deben exceptuar los cruces aéreos especificados en el proyecto, los cuales deben construirse de acuerdo con los planos respectivos.

**8.2.25.3 Instalación aérea.** Se debe revisar que los cruces aéreos de canales de riego y drenes de la Comisión Nacional del Agua se construyan conforme a los planos específicos y con doble capa de protección anticorrosiva exterior a base de recubrimientos epóxicos de altos sólidos y/o materiales epóxicos aplicados por fusión sobre la superficie exterior de la tubería conductora. Se debe evitar la colocación de curvas verticales en la zona del cauce, procurando siempre que el tramo de tubería (“lingada”) de cruce sea recto y horizontal, con sus extremos bien empotrados en los bancos de los taludes de los canales o drenes, en los ríos o arroyos.

**8.2.25.4 Trampas de diablos.** La trampa de “diablos” y sus componentes deben instalarse conforme a proyecto y probarse a los mismos límites de presión que el ducto principal. El ducto de desfogue de los hidrocarburos gaseosos debe descargar en un área de amplitud tal que prevenga daños a terceros.

Se debe verificar que el piso donde se colocará la trampa de diablos se encuentre sin desniveles. Se debe verificar que el desnivel en el área no pase de  $\pm 5$  cm, asimismo que antes de colocar la trampa, la cimentación de concreto ya haya fraguado de acuerdo a las prácticas recomendadas para estructuras de concreto y que se hayan seguido todos los procedimientos de construcción de obra civil. Se deben conservar los registros de todas las pruebas efectuadas a la trampa de diablos.

**8.2.25.5 Perforación direccional.** Los cruces direccionales se deben hacer de acuerdo a proyecto. Se debe presentar el plan de perforación y manejo del fluido de perforación para aprobación del representante de Pemex. Deben registrarse todos los eventos que se presenten durante la construcción del cruce direccional.


Se debe verificar que el espesor mínimo de capa de tierra sea de 6 m, entre el fondo del lecho del río y el lomo de la tubería conductora. Asimismo la tubería debe tener doble capa de protección anticorrosiva.

#### **8.2.26 Documentación y registros entregables.**

Se debe entregar al área operativa como mínimo los siguientes documentos en tres juegos de copias impresas y CD-ROM:

- Pruebas efectuadas en la calificación del procedimiento de soldadura y calificación de soldadores.
- Procedimientos de acuerdo a 8.2.1
- Registros de cada junta.
- Prueba hidrostática o pruebas hidrostáticas de cada sección.
- Reparaciones.
- Certificados de materiales.
- Planos “as-built” CAD geo-referenciados.



 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 57 DE 115</b></p>
--	--	--

- Registros de no conformidad.
- Reportes y registros de corridas de diablos (limpieza, geómetra y GPS).
- Informes ejecutivos.
- Obras especiales.

Las radiografías y reportes radiográficos de soldaduras inspeccionadas, como son: las aceptadas, rechazadas y reparadas o sustituidas, deben entregarse a la rama operativa en grupos correspondientes a los planos de trazo general por secciones de 3 km como lo indica el Anexo E de esta norma.

Las radiografías de las soldaduras deben tener indicadas las referencias necesarias para la identificación y localización de la junta en el campo, como son: sistema de tubería, diámetro, espesor, tramo o parte del sistema inspeccionado, kilometraje, número progresivo de junta, etc., de manera que la soldadura en cuestión y cualquier discontinuidad en ella, pueda ser localizada precisa y rápidamente. En las radiografías debe aparecer perfectamente visible el penetrómetro correspondiente.

Se debe entregar la constancia de las pruebas hidrostáticas certificadas por los representantes de la residencia de construcción y de la rama operativa y el permiso de uso expedido por la Secretaría de Energía.

### **8.3 Inspección.**

Dependiendo del programa de inspección establecido por PEMEX se debe aplicar cualquiera de los cuatro niveles de inspección contenidos en la Tabla 17.

Todas las anomalías que se encuentren durante la inspección, deben informarse a Pemex en los reportes de resultados indicando las recomendaciones necesarias para corregirlas.

La localización, equipo, personal y frecuencia de inspección se resume en la Tabla 17 para cada nivel de inspección.

#### **8.3.1 Inspección Nivel 1.**


Comprende la inspección visual a lo largo del ducto con el fin de determinar defectos, anomalías y problemas que pueda tener la tubería y que puedan ser detectados a simple vista. Este nivel de inspección se debe realizar a: tubería superficial, trampas de diablos, válvulas, cruces de vías de comunicación, cruces de ríos y derechos de vía.

Este nivel de inspección comprende dos metodologías:

- a) Recorrido terrestre.
- b) Recorrido aéreo.

**8.3.1.1 Recorrido terrestre.** Este tipo de inspección se debe realizar mediante el uso de vehículo y en su caso recorridos a pie para acceder a las instalaciones que serán inspeccionadas.

Este recorrido debe hacerse a todo lo largo del ducto, donde se incluyen: trampas de diablos, válvulas de seccionamiento y áreas de topografía accidentada o pantanosa donde se debe verificar como mínimo lo siguiente: deslaves, anclajes y/o soportería de la tubería, condiciones de los señalamientos, azolve de cunetas, invasiones al derecho de vía, cruces con ríos, cruces aéreos, cruces sobre puentes.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 58 DE 115</b></p>
--	--	--

**Personal.** Personal de experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección de ductos terrestres.

**Frecuencia.** Los recorridos deben efectuarse en zonas urbanas cada quince días y en zonas rurales una vez al mes.

**Trabajos a efectuar.** Los trabajos a efectuar según corresponda deben considerar lo siguiente:

- a) Verificar la protección anticorrosiva conforme al inciso 8.3.2.1.3.
- b) Golpes y abolladuras en el ducto.
- c) Estabilidad del ducto.
- d) Vibración del ducto.
- e) Condición mecánica de los anclajes o soportes.
- f) Corrosión de apoyos y anclajes o soportes.
- g) Condición de los señalamientos.
- h) Asentamientos humanos y actividades de construcción sobre el derecho de vía.
- i) Limpieza y vegetación que pueda dañar el ducto.
- j) Tomas clandestinas.
- k) Desprendimiento de lastre de concreto.
- l) Colchón de enterrado en sitios sujetos a erosión (pantanos, ríos , lagunas, etc.).

**8.3.1.1.1 Derecho de vía.** Se deben verificar las condiciones de la superficie y sus zonas adyacentes, observando indicaciones de fugas, actividades de instalaciones y demás factores que afecten la seguridad y la operación del ducto, además de construcción de caminos, desazolve de zanjas, cunetas e invasiones al derecho de vía.

En los cruces bajo el agua se debe verificar el colchón de enterrado una vez al año, que no exista acumulación de desechos u otras condiciones que afecten la seguridad y la protección de los cruces como resultado de inundaciones o tempestades.


**8.3.1.1.2 Tubería superficial.** Se debe revisar la corrosión en la zona de contacto entre el tubo y el soporte, estado de la pintura anticorrosiva, socavación y asentamientos diferenciales en la base de los soportes, falta de apoyo entre tubería y soporte, presencia de basura, hierba o maleza, etc.

**8.3.1.2 Recorrido aéreo.** Se debe utilizar este recorrido para la localización de riesgos potenciales en zonas de difícil acceso tales como: áreas pantanosas o zonas de topografía accidentada, además de localizar o detectar maquinaria pesada trabajando en las cercanías del derecho de vía, labores agrícolas de desmonte y quema; explotación de minas, canteras, etc.

**Frecuencia.** Los recorridos aéreos se deben efectuar cada 60 días y cuando este se realice, no se efectuará el recorrido terrestre correspondiente. Se debe obtener un registro en video del recorrido en un periodo de cada seis meses.

**Personal.** Personal de experiencia y conocimientos comprobados en trabajos similares.

Se debe garantizar que la frecuencia de inspección del ducto completo utilizando las dos metodologías que comprende este nivel de inspección no exceda de 30 días.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 59 DE 115</b></p>
--	--	--

### 8.3.2 Inspección Nivel 2.

Corresponde a la inspección en sitios o zonas específicas donde se requiera determinar la condición en la que se encuentra la tubería. Este nivel de inspección comprende: Línea regular e instalaciones superficiales, sistemas y dispositivos de seguridad, equipos y conexiones.

**8.3.2.1 Línea regular.** Se debe inspeccionar para evaluar la protección anticorrosiva y las discontinuidades producidas por fenómenos de corrosión de cualquier configuración geométrica o de otro tipo que causen la disminución del espesor más allá de los límites permisibles en el diseño.

**8.3.2.1.1 Medición de espesores de pared.** Se debe realizar con el propósito de conocer la condición en que se encuentra el ducto en cuanto al espesor de pared remanente que tiene la tubería y de esta manera determinar si puede o no seguir operando adecuadamente. Se debe efectuar la medición de espesores de la tubería en instalaciones superficiales y enterradas de acuerdo con el programa de inspección.

**Localización de Medición de Espesores.** Se debe efectuar la medición de espesores tanto en puntos de la línea regular como en sitios donde el desgaste de pared puede ser importante, tal es el caso de:

- a) Puntos de inyección.
- b) Piernas muertas.
- c) Pasos aéreos.
- d) Interfases aire-tierra.
- e) Accesorios y conexiones.
- f) Tramos de cambio de dirección.
- g) Puntos de apoyo de la tubería.
- h) Sitios requeridos de acuerdo al criterio del diseñador.



Tipos de Inspección <sup>(1)</sup>		Localización	Actividad	Equipo	Personal	Frecuencia de Inspección
Nivel 1 <sup>(2)</sup>	Terrestre	Tubería superficial, interfases aire-tierra, cruces, trampas de diablos, accesorios, cruces de vías, derechos de vía, etc.	Observación visual para localizar tramos, zonas o puntos de riesgo a lo largo del ducto.	Mediante el uso de vehículo terrestre y en su caso recorridos a pié para acceder a las instalaciones que serán inspeccionadas.	De acuerdo al subinciso 8.3.1.1	Zonas Urbanas cada 15 días. Zonas Rurales cada mes
	Aérea			Inspección mediante el empleo de helicóptero	De acuerdo al subinciso 8.3.1.2	De acuerdo al subinciso 8.3.1.2.
Nivel 2	Línea Regular		Medición de espesores de pared	De acuerdo al subinciso 8.3.2.1.1	De acuerdo al subinciso 8.3.2.1.1	De acuerdo al subinciso 8.3.2.1.1
			Monitoreo de la protección Catódica	De acuerdo al subinciso 8.3.2.1.2	De acuerdo al subinciso 8.3.2.1.2	De acuerdo al subinciso 8.3.2.1.2
			Inspección de la protección Anticorrosiva.	Observación visual del estado de la protección.		Misma que la de medición de espesores.
	Sistemas y dispositivos de seguridad	Inspeccionar estado mecánico, capacidad y seguridad de operación, calibración, instalación, protección, etc.	Adecuado dependiendo del sistema o dispositivo.	De acuerdo al subinciso 8.3.2.2	Cuando menos una vez al año.	
	Equipos, válvulas, accesorios y conexiones	Medición de espesores	Similar al requerido para Línea Regular.	De acuerdo al subinciso 8.3.2.3	Cundo menos una vez al año.	
Inspección de Partes Mecánicas <sup>(3)</sup>		Adecuado dependiendo del accesorio				
Nivel 3	Línea Regular	Inspeccionar espesor y geometría interna del ducto.	Cualquiera de los siguientes diablos instrumentados: a) De flujo magnético. b) Ultrasonido. c) Geómetra.	De acuerdo al subinciso 8.3.3	De acuerdo con el programa establecido por PEMEX.	
Nivel 4	Localización particular que requiera de ésta inspección.	Medición de espesores, protección catódica, parte mecánica, recubrimiento anticorrosivo, etc.	Adecuado dependiendo de la zona a inspeccionarse.	De acuerdo al subinciso 8.3.4	Conforme al programa establecido por Pemex pero no mayor de 6 meses.	


(1) La inspección debe comprender la totalidad del ducto en su eje longitudinal.

(2) La frecuencia de inspección de los tres tipos de inspección indicados en el Nivel 1 no debe exceder de 30 días.

(3) Se debe solicitar permiso a la parte operativa a cargo del ducto.

**Tabla 17. Niveles de Inspección en ductos terrestres.**

Cuando se trate de tramos rectos de línea regular enterrado o superficial, se deben definir las Localizaciones de Medición de Espesores (LME) para el trayecto. Esta selección de las LME debe considerar el potencial de desgaste del espesor en puntos críticos ante cualquier efecto (incluido la corrosión), y la consecuencia de falla de la tubería a inspeccionar. En tramos cuyas características no implique ninguno de los problemas antes mencionados, se debe seleccionar como máximo las LME de acuerdo a lo indicado en la Tabla 18, dependiendo de la longitud del ducto.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 61 DE 115</b></p>
--	--	--

Longitud del Ducto	LME	Número de Excavaciones
Hasta 2 Km.	Cada 200 metros.	10
De 2 Km. hasta 10 Km.	Cada 500 metros.	5 - 20
Mayores de 10 Km.	Cada 1000 metros.	> 10

**Tabla 18. Localización de Medición de Espesores (LME) en tramos rectos de tubería.**

Quando se trate de tramos enterrados se deben realizar las excavaciones correspondientes y limpiar la zona próxima a la tubería para efectuar la medición, una vez efectuada ésta, se debe rellenar y dejar en las mismas o mejores condiciones el área donde se efectuó.

La medición de espesores se debe realizar en los extremos y en el centro del área descubierta y en los cuatro cuadrantes de la tubería como mínimo, poniendo especial atención al radio interno y externo de codos y tes, donde el desgaste puede incrementar la tasa de corrosión.

**Frecuencia.** La medición de espesores debe efectuarse cada año los primeros cinco años de vida del ducto, y luego se programará para realizar esta inspección en un tiempo no mayor a una tercera parte de la vida remanente determinada a partir de la tasa de corrosión como se indica a continuación:

$$\text{Vida remanente (años)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{mínimo}}}{\text{tasa de corrosión (mm/año)}}$$

donde

$t_{\text{actual}}$  = Espesor mínimo actual, en mm (pulg).

$t_{\text{mínimo}}$  = Espesor mínimo por condiciones de operación para la zona o tramo, en mm (pulg).

La tasa de corrosión en términos de dos inspecciones extremas se debe calcular con la siguiente expresión:

$$\text{Tasa de corrosión (L.T.)} = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{último}}}{\text{tiempo (años) entre las inspecciones última e inicial}}$$


La tasa de corrosión en términos de dos inspecciones consecutivas se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{Tasa de corrosión (S.T.)} = \frac{t_{\text{previo}} - t_{\text{último}}}{\text{tiempo (años) entre las inspecciones última y previa}}$$

Para fines de determinar la frecuencia de inspección, se debe utilizar la tasa de corrosión que proporcione la menor vida remanente.

Para una vida remanente menor a cinco años se debe programar una inspección con equipo instrumentado (Nivel 3) para determinar las condiciones del tramo.

**Equipo Principal.** El espesor debe ser medido mediante el uso de equipos de pulso eco de 2.25 Mhz de frecuencia y 1/2" de diámetro con transductores de haz recto, éstos deben estar de acuerdo con lo indicado en el

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 62 DE 115</b></p>
--	--	--

ASME Secc. V o equivalente. La frecuencia y diámetro del palpador se determinarán en función del espesor y diámetro de la tubería.

La evaluación de la profundidad de las áreas superficiales corroídas, se debe realizar con el empleo de un micrómetro barra puente o un accesorio similar que permita la obtención de mediciones confiables.

**Perfil del personal.** La medición de espesores debe estar a cargo de técnicos de nivel I y la medición en las zonas adyacentes a la soldadura deben ser evaluadas por técnicos nivel II en ultrasonido. Todos ellos calificados de acuerdo con la norma mexicana NMX-B-482-1991 y/o ASNT SNT-TC-1A o equivalente.

**Trabajos que se deben ejecutar.** Durante la inspección se deben ejecutar las siguientes actividades:

- a) Excavación mínima de tres metros y máxima de seis metros en la zona de inspección, cuando aplique. De acuerdo al procedimiento establecido por Pemex.
- b) Limpieza de puntos de medición.
- c) Medición de espesores y de longitudes de defectos.
- d) Reposición del recubrimiento en la zona.

**Registro.** Previo al registro de resultados se debe dimensionar, en tamaño y profundidad, las cazuelas, picaduras de corrosión o cualquier otro defecto que cause la mayor disminución de espesor del material, asimismo, se debe levantar el isométrico donde se indiquen los lugares inspeccionados, así como una fotografía de los mismos. Los resultados obtenidos en la inspección se deben registrar en un formato de "Reporte de resultados", el cuál debe incluir la siguiente información:

- a) Información General: Descripción de la pieza, tipo de material, fecha de inspección, etc.
- b) Equipo utilizado para la inspección.
- c) Condiciones de la inspección.
- d) Croquis.
- e) Inspección visual.
- f) Resultado de la inspección.


Adicionalmente se deben establecer las recomendaciones, incluyendo las dimensiones de la envolvente o encamisado, cuando aplique.

Se deben calcular los espesores mínimos requeridos como lo indica el inciso 8.1.6.2, así como lo indicado en el Anexo G de esta norma y establecer una tabla o registro comparando las mediciones con los espesores calculados y emitir las correspondientes recomendaciones.

**8.3.2.1.2 Protección catódica.** Se deben efectuar un monitoreo y una medición eléctrica en la protección catódica en todo el eje longitudinal del ducto, para determinar que el sistema se encuentre operando adecuadamente.

**Trabajos a ejecutar:** Esta inspección debe conducir a:

- a) Evaluar la efectividad de la protección catódica.
  - Fuentes de energía eléctrica.
  - Camas anódicas.
  - Conexiones y aislamientos eléctricos.
  - Recubrimientos dieléctricos.
  - Levantamiento de potenciales.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 63 DE 115</b></p>
--	--	--

- b) Proveer una base de datos de la operación del ducto.
- c) Localizar áreas con niveles con una inadecuada protección.
- d) Identificar zonas con probabilidad de ser adversamente afectadas por construcción, corrientes aisladas u otras condiciones ambientales inusuales.
- e) Seleccionar áreas que van a ser monitoreadas periódicamente.

Los criterios y valores utilizados en las mediciones efectuadas durante la inspección de la protección catódica deben estar de acuerdo con lo especificado en la NRF-047-PEMEX-2002.

#### **Frecuencia de inspección:**

**Fuentes de energía eléctrica.** Cuando el sistema de protección esté basado en corriente impresa y las fuentes de energía estén telemidas y/o telecontroladas, su inspección debe ser por lo menos seis veces cada año, pero a intervalos que no excedan dos meses y medio; para el caso de fuentes convencionales o no monitoreadas la inspección se debe realizar semanalmente. Para tal efecto, se deben registrar las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente de salida. En caso de que una fuente falle y esto resulte en una condición insegura, se deben reportar de forma inmediata a Pemex.

**Camas anódicas.** Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si ésta se encuentra funcionando correctamente.

**Conexiones y aislamientos eléctricos.** Las conexiones e interruptores de corriente eléctrica, así como los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben revisar como mínimo una vez al año.


**Recubrimientos dieléctricos.** Se deben realizar inspecciones al momento de la instalación y posteriormente cuando se detecten variaciones en la demanda de corriente suministrada para la protección catódica.

**Levantamiento de potenciales.** El responsable de la protección catódica de los sistemas de ductos, debe asegurarse de que se efectúen mediciones periódicas de los potenciales ducto-suelo a lo largo de la trayectoria del ducto, a intervalos máximos de seis meses para zonas rurales y cada dos meses en zonas urbanas. Esta periodicidad podrá ser modificada para condiciones particulares del sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y se requiera evaluar la efectividad de medidas correctivas aplicadas o en caso de que se presente algún fenómeno de interacción eléctrica con sistemas ajenos al seleccionado.

**Localización de las mediciones.** Se debe realizar la inspección y las mediciones necesarias en los puntos de suministro de potencial instalados a lo largo del ducto, para determinar que la protección catódica se encuentre de acuerdo a lo señalado con anterioridad y que cada parte del sistema se encuentre operando adecuadamente.

**Equipo principal.** Los instrumentos y su equipo deben mantenerse en óptimas condiciones de operación y con certificado de calibración vigente.

Debe utilizarse un registrador de potencial mecánico o electrónico con rango y resistencia de entrada adecuados cuando se requiera conocer de manera continua la diferencia de potencial tubo/suelo. Para realizar las mediciones de corriente eléctrica directa se deben utilizar los instrumentos de medición calibrados. La medición de corriente eléctrica en sistemas de ánodos galvánicos se deben realizar utilizando un amperímetro de alta ganancia.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 64 DE 115</b></p>
--	--	--

En atmósferas peligrosas, el equipo utilizado para mediciones eléctricas debe ser intrínsecamente seguro, y antes de realizar los trabajos el área debe ser evaluada y declarada libre de una atmósfera peligrosa.

El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección apropiados para el manejo de equipo energizado.

**Perfil del Personal.** El personal designado para realizar trabajos de inspección Nivel 2 para protección catódica, debe tener la experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección a ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar en esta inspección.

**Registros.** Los resultados obtenidos de esta inspección se deben registrar en un formato de “Reporte de resultados”, en el cual debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Nombre del personal participante.
- b) Localización y datos del sitio de ubicación.
- c) Localización de dispositivos aislantes
- d) Resultados de las pruebas de requerimientos de corriente, donde se hizo y procedimientos utilizados.
- e) Potenciales de ducto-suelo antes de que la corriente sea aplicada.
- f) Condiciones del recubrimiento dieléctrico.
- g) Resultados de la prueba de resistividad del suelo en el sitio.
- h) Número, tipo, tamaño, profundidad y espaciamiento de ánodos.
- i) Especificaciones del rectificador u otra fuente de energía.
- j) Resultados de las pruebas de interferencia.

Adicionalmente el personal encargado de la inspección debe emitir las respectivas recomendaciones para solucionar las posibles fallas detectadas.

**8.3.2.1.3 Protección anticorrosiva.** Se debe inspeccionar el estado en el que se encuentra la protección anticorrosiva tanto en la línea regular como en los sitios o puntos críticos mencionados en el subinciso 8.3.2.1.1, y dependiendo de su estado realizar las recomendaciones respectivas para corregir los posibles problemas en la zona afectada. Esta inspección se debe realizar al mismo tiempo que se efectúa la medición de espesores por lo que su frecuencia de inspección es la misma.

**8.3.2.2 Sistemas y dispositivos de seguridad.** Los sistemas y dispositivos de seguridad, tales como limitadores de presión o temperatura, reguladores de presión, instrumentos de control y válvulas de alivio entre otras; se deben evaluar mediante una inspección Nivel 2.


**Frecuencia.** La periodicidad con la que se debe inspeccionar los sistemas y dispositivos de seguridad debe ser por lo menos de una vez al año. Las válvulas de seguridad adicionalmente se deben sujetar a una prueba de funcionamiento.

**Perfil del personal.** Debe ser personal de experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección a ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar.

**Trabajos que se deben ejecutar.** La inspección que se debe hacer a estos sistemas comprende las siguientes actividades:

- a) Inspeccionar si están debidamente instalados y protegidos de materias extrañas o de otras condiciones que pudieran impedir su operación apropiada.



 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 65 DE 115</b></p>
--	--	--

- b) Comprobar si están ajustadas para funcionar a la presión o temperatura correcta.
- c) Evaluar las condiciones mecánicas, eléctricas y/o electrónicas previa autorización de la parte operativa de Pemex.
- d) Comprobar si las válvulas de alivio están calibradas de acuerdo con la especificación PEMEX NO.09.0.03 además de que sus arreglos cumplan con la especificación PEMEX NO.09.0.04.

**8.3.2.3 Equipos, válvulas, accesorios y conexiones.** Se debe aplicar una inspección Nivel NIV1 para evaluar los equipos y conexiones que forman parte de los ductos de transporte. Los equipos lo constituyen: trampas de "diablos", válvulas, bridas, injertos, etc.

**Frecuencia.** La periodicidad con la que se debe inspeccionar los equipos, válvulas, accesorios y conexiones debe ser cuando menos una vez al año para asegurar las condiciones apropiadas de operación.

**Perfil del personal.** Debe ser personal de experiencia y conocimientos comprobados en trabajos de inspección a equipos, válvulas, accesorios y conexiones en ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar.

**Trabajos que se deben ejecutar.** La inspección que se debe hacer a estos sistemas comprende las siguientes actividades:

- a) Medición de espesores y de longitudes de defectos.
- b) Evaluar las condiciones mecánicas en su funcionamiento u operación, previa autorización del representante de la parte operativa de Pemex.

### **8.3.3 Inspección Nivel 3.**

Cuando se requiera comprobar las condiciones del ducto en toda la longitud, se debe efectuar una inspección de la tubería con un equipo instrumentado (diablo), conforme al proyecto de norma NRF-060-PEMEX-2002, y de acuerdo con los resultados de la inspección deben programarse los trabajos de reparación correspondientes.

Se deben inspeccionar mediante diablo instrumentado los ductos que a juicio del usuario lo requieran y reúnan las condiciones para inspección como son las dimensiones de las trampas y las condiciones de operación para obtener las velocidades de desplazamiento requeridas por el "diablo". Así mismo, la frecuencia de inspección con equipo instrumentado será según el programa establecido por Pemex o como se indica en 8.3.2.1.1.


La documentación, registros, informes y otros aspectos deben cumplir con lo establecido en el proyecto de norma NRF-060-PEMEX-2002 y ser entregados a Pemex.

### **8.3.4 Inspección Nivel 4.**

Este nivel corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas en el ducto y depende de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección, para lo cual Pemex debe elaborar un programa de inspección considerando todos los puntos con discontinuidades (ranuras, grietas o fisuras, abolladuras, deformaciones, socavaciones, etc.).

**Personal.** El personal empleado debe tener la experiencia y conocimientos comprobados en trabajos similares dependiendo el tipo de discontinuidad.

**Equipo.** El equipo a utilizarse dependerá de la zona a inspeccionar y de la información que se requiera obtener, la cual será definida por Pemex conforme al trabajo por realizar.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 66 DE 115</b></p>
--	--	--

### 8.3.5 Documentación y registros entregables.

La información recabada de los trabajos efectuados en cualquier nivel de inspección se debe llevar a un formato de registro de datos, reporte de resultados, fotografías y/o dibujos y recomendaciones aplicables para la línea regular, sistemas, dispositivos de seguridad, equipos, válvulas, accesorios y conexiones. Adicionalmente se debe incluir el tiempo recomendado para una nueva inspección.

## 8.4 Mantenimiento.

### 8.4.1 Mantenimiento preventivo.

El ducto, los derechos de vía, los sistemas y dispositivos de seguridad, las señalizaciones y las instalaciones superficiales deben ser considerados en los trabajos de un mantenimiento preventivo, definidos bajo previa evaluación de ingeniería.

**Ducto.** Se debe llevar a cabo la instalación de testigos de tipo gravimétrico ó electroquímicos, debidamente separados, acondicionados, pesados y calibrados de acuerdo a las condiciones de operación y a las características químicas de los productos transportados, para monitorear la velocidad de corrosión interna y determinar los periodos de exposición.

Se debe verificar si el ducto cuenta con un programa de inyección de inhibidores para evaluar su aplicabilidad y comprobar su eficiencia. En caso de no tenerlo será necesario implementar un programa de acuerdo a los criterios indicados en la NRF-005-PEMEX-2000. La corrosión interior del ducto en el cual se esté utilizando un sistema de inhibidores, no debe ser mayor de 2 MPA (Milésimas de pulgada por año) de acuerdo a lo indicado en las cláusulas 8.18.11.1 y 8.18.12.3 de la misma norma de referencia.

Se deben mantener aisladas eléctricamente las camisas de protección de los ductos en los cruces con vías de comunicación para evitar continuidad y disminuir los problemas de corrosión en el ducto de transporte.


**Protección catódica.** Se deben tomar acciones inmediatas donde la inspección indique que la protección catódica no es lo suficientemente adecuada. Estas acciones deben incluir lo siguiente:

- a) Reparar, reemplazar o ajustar los componentes del sistema de protección catódica.
- b) Proveer una protección catódica adicional donde sea necesario.
- c) Limpiar y aplicar recubrimiento en estructuras desnudas.
- d) Reparar, reemplazar o ajustar monoblocks o bridas aislantes.
- e) Remover los contactos metálicos accidentales.
- f) Reparar los dispositivos de aislamiento que se encuentren defectuosos.

En los segmentos del ducto donde se hayan medido valores de potenciales tubo-suelo por debajo del mínimo especificado (NRF-047-PEMEX-2002), se debe realizar el reforzamiento de la protección catódica, instalando ánodos de sacrificio mediante soldadura de aluminotermia en áreas secas, y soldadura húmeda en aquellos puntos donde el ducto este sumergido.

Las acciones a tomar se deben efectuar conforme a los procedimientos revisados por Pemex.

**Derechos de vía.** El derecho de vía debe conservar en lo posible las condiciones originales y servir de acceso adecuado a las cuadrillas de mantenimiento. Se deben conservar en buen estado los caminos de acceso al derecho de vía y a las instalaciones, con el propósito de garantizar eficiencia en acciones emergentes.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 67 DE 115</b></p>
--	--	--

Se deben mantener en buen estado las áreas adyacentes, cunetas, diques y otras obras de drenaje para proteger contra deslaves y erosión el derecho de vía.

Todos los trabajos de mantenimiento que se realicen en el derecho de vía, deben ser supervisados por personal calificado y con pleno conocimiento de los riesgos inherentes a los productos, materiales y equipo que se manejan, así como de la seguridad pública y del personal.

**Sistemas y dispositivos de seguridad.** Se debe mantener el apriete (torque) recomendado por el fabricante en los espárragos de las conexiones mecánicas de los sistemas de ductos para prevenir fugas.

Se debe efectuar un mantenimiento periódico al equipo, válvulas, reguladores, etc. La periodicidad mínima será la indicada por el fabricante o de acuerdo a lo especificado en el código Ref. ASME B31.8, Capítulo V, párrafo 851.2 o equivalente.

**Señalización.** Se debe conservar en buen estado la señalización y mantener actualizado el tipo de localización del derecho de vía.

**Instalaciones superficiales.** Se debe tener en buen estado la protección mecánica anticorrosiva (recubrimientos) en las instalaciones superficiales, tal como lo establece la norma NRF-004-PEMEX-2000. Se deben conservar libres de maleza, escombros, materiales dispersos, basura, etc.

Las cercas perimetrales y sus puertas de acceso se deben conservar en buen estado, así como los pisos de trabajo, escaleras y andadores.

#### **8.4.2 Mantenimiento correctivo.**


**8.4.2.1 Requisitos generales.** Se debe contar con una base de datos que registre cada defecto o fuga, en donde se indiquen: localización, causa, tipo de reparación, etc. Esta información servirá de base para tomar las medidas correctivas necesarias.

Las reparaciones deben realizarse mediante un procedimiento calificado y aprobado por PEMEX, el que será efectuado por personal con experiencia en el trabajo de mantenimiento y con conocimientos de los riesgos a que se puede estar expuesto, utilizando maquinaria, equipos y materiales específicos para cada trabajo o actividad de reparación. Se deben seguir las recomendaciones de seguridad indicadas en la especificación PEMEX IN.10.1.02.

Todos los soldadores que lleven a cabo trabajos de reparación deben tener certificado vigente o en su defecto ser calificados en conformidad con el subinciso 8.2.13 de esta norma, además deben estar familiarizados con los requisitos de seguridad y con los problemas asociados con el corte y la soldadura de ductos que contengan o hayan contenido hidrocarburos.

Se deben seguir las técnicas establecidas en el procedimiento de reparación, las cuales deben considerar la utilización de elementos tales como envoltentes completas, selección de electrodos y procedimientos de soldadura apropiados.

Aún cuando se realice una reparación con carácter provisional, como el uso de abrazaderas, se debe programar la reparación permanente o definitiva en el menor tiempo posible, a excepción de las situadas dentro de las clases de localización 3 y 4 que deben realizarse de inmediato, entendiéndose como reparación provisional, permanente y definitiva lo señalado en las definiciones de esta norma.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 68 DE 115</b></p>
--	--	--

Todas las reparaciones, deben llevar una adecuada protección anticorrosiva, con un recubrimiento de similares características a las que tiene el ducto.

**8.4.2.2 Límites de imperfecciones (Daños mecánicos).** Las imperfecciones deben estar limitadas y como mínimo deben de cumplir lo indicado en la Tabla 19.

Una soldadura sólo podrá ser reparada dos veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando el carrete donde se localiza el defecto.

Las recomendaciones indicadas en la Tabla 19 no son limitativas y se permite la utilización de otros criterios cuando se demuestre con estudios de ingeniería basados en modelos de mecánica de fractura, elemento finito, pruebas de laboratorio, etc., que el efecto real de las anomalías no ponen en riesgo estructural la integridad de los ductos y por lo tanto la seguridad y confiabilidad de las instalaciones.

**8.4.2.3 Corrosión generalizada y localizada.** Si a causa de la corrosión interior o exterior (generalizada o localizada), el espesor de pared se ha reducido a un valor menor que el espesor mínimo requerido de acuerdo al inciso 8.1.6.2, o disminuido en una cantidad igual a la tolerancia de corrosión aplicable de acuerdo a lo indicado en 8.1.6.2.2, y tratándose de una corrosión localizada, la longitud del área de picaduras es mayor que la permitida de acuerdo al Anexo G, el tramo de ducto debe ser reemplazado o bien, se podrá operar a una presión reducida calculada de acuerdo con el mismo Anexo.

En caso de reparación se debe realizar un análisis de integridad mecánica para determinar el uso de camisas envolventes con o sin relleno epóxico como lo indicado en 8.4.2.4.3 o refuerzo no metálico como lo indicado en 8.4.2.4.6.

**8.4.2.4 Reparaciones permisibles en ductos.** El método de reparación a utilizar en un ducto con disminución de espesor de pared por corrosión o con algún tipo de daño mecánico con o sin fuga, dependerá del tipo de anomalía, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 19. Si el ducto puede sacarse de operación será preferible realizar una reparación definitiva. En el caso de no poder dejar de operar el ducto se podrá optar por una reparación provisional, o por una reparación permanente. Si se opta por la reparación provisional, se debe programar una reparación definitiva o permanente en el menor tiempo posible. Dichas alternativas de reparación deben ser seleccionadas, también con base a un estudio técnico-económico y de costo-beneficio que garantice la seguridad de la instalación durante su vida útil o remanente.

**8.4.2.4.1 Esmerilado.** Los daños mecánicos o imperfecciones superficiales deben ser reparados mediante esmerilado, en el cual el área base debe quedar suavemente contorneada. La Tabla 19 indica los casos en que se puede aplicar este tipo de reparación.

Se debe esmerilar por capas delgadas, tratando de formar una superficie parabólica. Al final de cada capa se debe medir, por medio de ultrasonido, el espesor de pared remanente, el cual debe cumplir con lo indicado en 8.1.6.2. Posteriormente se debe aplicar la prueba de partículas magnéticas, en caso de indicaciones de grietas se debe esmerilar y medir nuevamente el espesor remanente.

**8.4.2.4.2 Soldadura de relleno.** Las pequeñas áreas corroídas, ranuras, ralladuras pueden ser reparadas con depósitos de metal de soldadura.


El metal de soldadura utilizado en reparaciones debe ser del grado y tipo de la tubería que está siendo reparada, de acuerdo con el inciso 8.2.12.4 y la Tabla 16.



TIPO	LIMITES (para defectos aislados)	ACCIONES	REPARACION DEFINITIVA O PERMANENTE ACEPTADA
Ranuras	Profundidad mayor de 12.5% del espesor nominal		
Abolladuras	Cuando afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
	Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tal como arrancadura o ranura		
	Las que excedan una profundidad de 0.25" en un tubo de 12" y menores o 2% del diámetro nominal de tubos mayores de 12"		
Quemaduras por arco	Todas	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
Grietas o fisuras	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
<b>Imperfecciones en soldaduras</b>			
-Penetración inadecuada y fusión incompleta	25.4 mm (1") de longitud	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
-Área quemada	6.4 mm (1/4") de dimensión máxima o el espesor del material base	Idem	1 o 2
-Inclusiones de escoria	50.8 mm (2") de longitud o 1.6 mm (1/16") de ancho	Idem	1 o 2
-Porosidad o burbujas de gas	1.6 mm (1/16") de dimensión máxima	Idem	1 o 2
-Socavación	Profundidad de 0.8 mm (1/32") o 12.5% del espesor (el que sea menor) y su longitud no excederá el valor menor entre 50.8 mm (2") o 1/8 de la longitud de soldadura	Idem	1 o 2
Corrosión generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.1.6.2	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a diseño y métodos de análisis	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2, 3 y 4
<p>NOTA: En caso de presentarse fuga en cualquier tipo de discontinuidades citadas, esta debe ser reparada mediante el método de reparación definitiva o permanente.</p> <p>REPARACIONES:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sustitución de tramo.</li> <li>2. Envolvente circunferencial completa soldada o refuerzo no metálico.</li> <li>3. Esmerilado.</li> <li>4. Relleno con material de aporte</li> </ol> <p>* Una soldadura sólo podrá ser reparada 2 veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando un carrete. Ver más detalle en párrafo 8.4.2.4.</p>			

**Tabla 19. Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas**

Una vez que el área a reparar se ha esmerilado según 8.4.2.4.1 y que se encuentre lisa, uniforme y libre de grasa, pintura y otras impurezas que puedan afectar la soldadura, se procederá a la reparación por medio de soldadura de relleno. Los cordones de soldadura se deben colocar paralelos uno con respecto al otro, en la dirección circunferencial de la tubería. Se debe depositar un cordón de refuerzo que circunde los cordones de soldadura anteriores y finalmente se colocarán cordones de soldadura en la dirección longitudinal de la tubería, de manera que se forme una cuadrícula con los cordones en dirección circunferencial pero que queden circunscritos en el cordón de refuerzo. Se debe efectuar una inspección radiográfica o ultrasónica de la reparación de acuerdo con lo especificado en el inciso 8.2.12.1.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 70 DE 115</b></p>
--	--	--

Todos los soldadores que realicen trabajos de reparación deben ser calificados conforme a la NMX-B-482-1991 y de acuerdo con lo que se especifica en los incisos 8.2.12 a 8.2.13 referentes a la calificación de los procedimientos de soldadura y soldadores. También deben estar familiarizados con las precauciones de seguridad y otros problemas asociados con la soldadura sobre ductos que contengan hidrocarburos. La soldadura debe comenzar sólo después de comprobarse que no existen atmósferas explosivas en el área de trabajo.

La Tabla 19 indica los casos en que se puede aplicar la soldadura de relleno.

**8.4.2.4.3 Camisa de refuerzo.** Si no es posible dejar el ducto fuera de servicio, las reparaciones pueden realizarse mediante la instalación de una envolvente circunferencial metálica completa, soldada longitudinalmente y con un relleno que sea un buen transmisor de esfuerzos a la envolvente cuando el caso lo requiera.

Para reparaciones de abolladuras, grietas o fisuras que puedan ser consideradas reparables (ver Tabla 19), debe usarse un material de relleno transmisor de esfuerzos para llenar el vacío entre la envolvente y el tubo, con el propósito de transferir adecuadamente las cargas por presión del ducto conductor a la camisa de refuerzo.

Un tubo con quemaduras o ranuras, ocasionadas normalmente al realizar trabajos de corte o al aplicar soldadura con arco eléctrico, debe ser reparado instalando envolventes soldables.


La soldadura circunferencial en las envolventes es opcional cuando éstas se instalen únicamente para refuerzo y no para contener la presión interna o cuando no se tenga fuga en el ducto. Se debe efectuar una inspección no destructiva por radiografiado o ultrasonido para garantizar la no existencia de defectos y se debe efectuar relevado de esfuerzos en aquellos casos que cumplan con lo indicado en 8.2.12.7

Las envolventes circunferenciales completas, instaladas para eliminar fugas, o para contener la presión interna, deben estar diseñadas para contener ó soportar la presión de diseño ó la máxima de operación del ducto que se va a reparar. Dicha envolvente será soldada en su totalidad, tanto circunferencial como longitudinalmente. La camisa debe extenderse por lo menos 100 mm (4 pulg.) a cada lado del defecto o la mitad del diámetro, la dimensión mayor, siempre y cuando exista sanidad del tramo, con el propósito de asegurar que la camisa cumpla satisfactoriamente su función. Esta dimensión puede reducirse siempre y cuando se realice un estudio de integridad mecánica del daño. Como mínimo deben tener el mismo espesor y especificación del ducto o su equivalente, además de ser habilitadas y colocadas previa limpieza a metal blanco. Si el espesor de la envolvente es mayor que el espesor del tubo que se va a reparar, los extremos circunferenciales de dicha envolvente deben ser biselados hasta alcanzar un espesor igual al de la tubería.

Si el ducto no se deja de operar durante una reparación que involucre trabajos de soldadura, se debe realizar un análisis en el que participen las dependencias de Operación, Mantenimiento y Seguridad del área responsable del ducto, para garantizar que durante la reparación, éste se encuentre operando a un nivel seguro. Dicho análisis debe basarse como mínimo en los resultados de las inspecciones radiográfica o ultrasónica de acuerdo al inciso 8.2.12.1, pruebas no destructivas, cálculos para determinar la presión máxima y otras medidas de seguridad como las indicadas en los códigos ASME B31.8 inciso 851.4 , B31.4 inciso 451.6 ó equivalentes, con relación a los requerimientos de seguridad del personal que haga estos trabajos.

La Tabla 19 indica los casos en los que se puede utilizar camisa de refuerzo.

**8.4.2.4.4 Camisa mecánica.** Las camisas mecánicas son consideradas reparaciones provisionales que pueden realizarse mientras el ducto continúa en operación, por lo que debe programarse la reparación

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 71 DE 115</b></p>
--	--	--

definitiva en el menor tiempo posible. Si una camisa mecánica se suelda al ducto, se considera como reparación permanente, y en este caso se debe efectuar una inspección radiográfica o ultrasónica de la reparación de acuerdo con lo especificado en el inciso 8.2.12.1.

La reducción de la presión del ducto mientras se efectúa la reparación permanente o definitiva, dependerá de las condiciones de operación y del diseño de la camisa mecánica.

**8.4.2.4.5 Sustitución de carrete.** Si es factible que el ducto sea sacado de servicio, éste se debe reparar cortando una pieza cilíndrica (carrete) conteniendo la anomalía y reemplazándolo con otro carrete de espesor de pared y grado similar o mayor que reúna los requerimientos del inciso 8.1.6.2, con una longitud no menor de un diámetro del tubo para diámetros mayores de 168 mm (6 pulg.) o 200 mm para diámetros menores.

En la reparación de una sección del ducto mediante el corte y sustitución de la porción dañada, el carrete debe someterse a una prueba hidrostática como si se tratara de una tubería nueva de acuerdo a lo indicado en el inciso 8.2.17. Esta prueba puede ser realizada antes de su instalación, aceptándose que se realice en fábrica siempre y cuando se cuente con la documentación correspondiente y se efectúe el radiografiado u otras pruebas no destructivas (excepto la inspección visual) a todas las soldaduras a tope del empare después de su instalación.

Las soldaduras realizadas durante la sustitución de carretes deben ser examinadas al 100% por métodos no destructivos como se indica en el subinciso 8.2.12.1.

**8.4.2.4.6 Refuerzo no metálico.** En el caso de que no exista fuga, una opción para reparación en lugar de utilizar la envolvente metálica soldada, puede ser la colocación de envolventes no metálicas (Resina epóxica reforzada con fibra de vidrio), para dar reforzamiento al ducto debilitado por la corrosión o por daños mecánicos.

La utilización de envolventes no metálicas para la reparación de ductos con disminución de espesor por corrosión o con daños mecánicos, está sujeta a que se demuestre que el producto soportará como mínimo la misma presión que soporta la tubería metálica así como, que el producto este diseñado para trabajar en los rangos de temperatura y condiciones en los que opera el ducto.

El material no metálico utilizado como refuerzo debe estar soportado documentalente con pruebas de laboratorio y pruebas de campo, además de comprobarse su uso en instalaciones similares de operación.

Los refuerzos no metálicos se consideran reparaciones permanentes, por lo que no se requiere programar otro tipo de reparación.


**8.4.2.5 Inspección de soldaduras reparadas.** Las soldaduras realizadas durante la reparación del ducto deben ser inspeccionadas radiográficamente al 100%, conforme a lo indicado en el subinciso 8.2.12.1 inspección radiográfica; si el procedimiento de reparación lo considera, adicionalmente, se pueden utilizar otras técnicas como ultrasonido, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, dureza y réplicas metalográficas.

### **8.4.3 Documentación y registros entregables.**

Para efectos de mantenimiento preventivo se debe llevar un registro estadístico de todas las intervenciones, modificaciones, ajustes y cambios que se realicen a todas las instalaciones involucradas en esta actividad.

Para el mantenimiento correctivo se debe entregar a PEMEX la documentación y registros generados durante el inicio, en el desarrollo y al finalizar el trabajo de reparación, como se indica enseguida:

- a) Procedimientos de reparación mediante:

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 72 DE 115</b></p>
--	--	--

- Esmerilado.
  - Soldadura de relleno.
  - Camisa de refuerzo.
  - Camisa metálica.
  - Refuerzo no metálico.
  - Inspección de soldadura mediante PND (Prueba no destructiva).
  - Reparación de soldadura.
  - Otros.
- b) Certificados de calificación del personal soldador.
  - c) Documentación que compruebe la experiencia del personal técnico que efectuará la reparación.
  - d) Certificados de calibración de equipo y maquinaria utilizado para la reparación de que se trate.
  - e) Registros de cada tipo de reparación.
  - f) Planos o dibujos a escala de la reparación incluyendo la localización mediante coordenadas.
  - g) Registro de pruebas hidrostáticas cuando aplique.
  - h) Informe o reporte ejecutivo que incluya la memoria de los trabajos realizados, observaciones y recomendaciones.
  - i) Radiografías y reportes radiográficos de las soldaduras, que incluyan las referencias necesarias para la identificación y localización de la junta de campo.

## **8.5 Seguridad Industrial y protección ambiental.**

Durante las actividades de inspección y mantenimiento se deben de cumplir las disposiciones de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA), sus Reglamentos que apliquen y el Reglamento para prevenir y controlar la contaminación por vertimiento de desechos y otras materias; así mismo, se deben cumplir los requisitos de la NOM-117-ECOL-1998.

El contratista se debe apegar al Reglamento de higiene y seguridad de Pemex mientras trabaje dentro de las instalaciones.

Se deben cumplir con las disposiciones establecidas por el organismo subsidiario correspondiente y lo relacionado a las "Disposiciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental que deben cumplir los contratistas y proveedores de Pemex", indicadas en el capítulo de Bibliografía.

Las dependencias encargadas de la operación y mantenimiento de ductos, deben tomar inmediatamente las medidas necesarias para proteger al público y a las instalaciones, siempre que se tenga conocimiento de una fuga, discontinuidad o daño en el ducto mientras se reparan definitivamente.

## **9. RESPONSABILIDADES.**


### **9.1 Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y empresas filiales.**

Aplicar los requisitos y recomendaciones de esta norma, en las actividades de diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos, a fin de asegurar una operación confiable y eficiente de los mismos.

### **9.2 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 prestadores de servicios, para mantener su contenido y requerimientos actualizados, con el fin de asegurar que los ductos terrestres operen de una manera confiable y segura.



 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 73 DE 115</b></p>
--	--	--

La verificación del cumplimiento de esta norma, será realizada por el área usuaria, verificando y atestiguando los trabajos realizados y su conformidad con los resultados registrados.

### 9.3 Contratistas y prestadores de servicios.

Cumplir como mínimo con los requerimientos especificados en esta norma.


## 10. CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS.

Esta norma de referencia no concuerda con ninguna Norma Mexicana o Internacional.

## 11. BIBLIOGRAFÍA.

Esta norma se fundamenta con las referencias técnicas bibliográficas que se indican a continuación:

API-RP-5L1	Práctica recomendada para la transportación por ferrocarril de tubería, 1996.	"Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe", 1996.
API-RP-5LW	Transportación de tubería sobre barcazas y conductos marinos, 1996.	"Transportation of Line Pipe on Barges and Marine Vessels", 1996.
API-SPEC-5L	Especificación para tubería. 2000	"Specification for Line Pipe", 2000.
API-STD-1104	Soldadura de ductos e instalaciones relacionadas, Edición XIX, 1999.	"Welding of Pipelines and Related Facilities", Edition XIX, 1999.
API-RP-1110	Prueba de presión de ductos de petróleo líquido. marzo/1997	"Pressure testing of liquid petroleum pipelines", march/1997.
ASME B16.9	Estándares para conexiones soldables, 2001.	"Factory-Made Wrought Steel Butt Welding Fittings", 2001.
ASME B31.4	Sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos, 1998.	"Pipelines transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids", 1998.
ASME B31.8	Sistemas de ductos de transporte y distribución de gas, 1999.	"Gas transmission and distribution piping systems", 1999.
ASME Section V	Pruebas no destructivas, 1992.	"Nondestructive Examination", 1992.
ASME Section VIII	Reglas para construcción de recipientes a presión. Division I, 1992.	"Rules for construction of pressure vessels", Division I, 1992.
MSS-SP-58-1993	Ganchos y soportes de tubería (Materiales, diseño y fabricación), 1993.	"Pipe Hangers and Supports-Materials, Design and Manufacture", 1993.
MSS-SP-69-1996	Ganchos y soportes de tubería (Selección y aplicación), 1996.	"Pipe Hangers and Supports-Selection and Application", 1996.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento</b> NRF-030-PEMEX-2003</p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 74 DE 115</b></p>
--	--	--

MSS-SP-75-1998 Especificación para accesorios forjados soldados a tope, 1998. "Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings", 1998.

NMX-B-482-1991 "Capacitación, calificación y certificación de personal de ensayos no destructivos", 1991. "Training qualification and certification of nondestructive testing personnel", 1991.

SNT-TC-1A (ASNT) Recommended practice personnel qualification and certification in nondestructive testing. Prácticas recomendadas para certificación y calificación de personal en pruebas no destructivas.

Especificaciones PEMEX

NO. 09.0.03 Dispositivos de Alivio de Presión (Periodos máximos permisibles para la calibración y prueba). Septiembre/1987.

NO. 09.0.04 Instalación de válvulas de bloqueo en las válvulas de seguridad.

P.3.413.01 Instalación de sistemas para protección catódica, 1990.

P.4.310.01 Electrodos de acero baja aleación, con revestimiento, 1999.

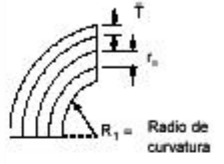
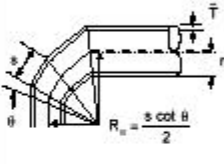
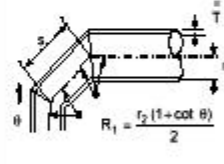
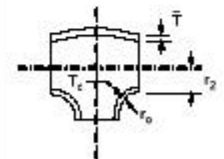
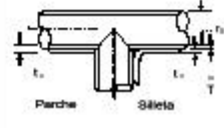
P.4.311.01 Electrodos de acero dulce con revestimiento para soldadura de arco, recomendaciones de uso, 2000.

P.1.0000.06 Estructuración de planos y documentos técnicos de ingeniería, 2000.

IN-10.1.02 Seguridad para personal de operación y mantenimiento de ductos. Febrero/1990.

S/N Disposiciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental que deben cumplir los contratistas y proveedores de Pemex. Última Edición.

**Anexo A**
**Factores de intensificación de esfuerzos.**

Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzos, i Notas (1) y (2)		Flexibilidad característica, h	Diagrama
		Fuera del plano, i <sub>0</sub>	En el plano, i <sub>i</sub>		
Codo soldado o tubería doblada Notas (1)-(5)	$\frac{1.65}{H}$	$\frac{0.75}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\bar{T} R_1}{r_2^2}$	
Codo mitrado, espaciamento cerrado $s < \frac{1}{2}(1 + \tan \theta)$ Notas (1), (2), (3) y (5)	$\frac{1.52}{h^{5/6}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\cot \theta}{2} \frac{\bar{T} s}{r_2^2}$	
Codo mitrado simple, espaciamento abierto $s < \frac{1}{2}(1 + \tan \theta)$ Notas (1), (2) y (5)	$\frac{1.52}{h^{5/6}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1 + \cot \theta}{2} \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Te soldada por ANSI B16.9 con $r_0 \geq d/8$ $T_c \geq 1.5T$ Notas (1), (2) y (6)	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Te fabricada reforzada con parche o sileta Notas (1), (2), (7), (8) y (9)	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} + \frac{1}{4}$	$\frac{(T + 1/2t_p)^{5/2}}{T^{3/2} r_2}$	



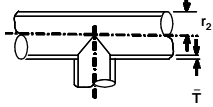
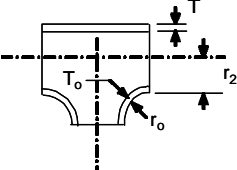
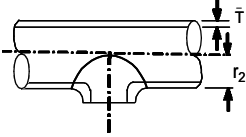
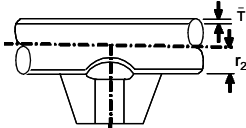
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

PÁGINA 76 DE 115

Te fabricada sin refuerzo Notas (1), (2) y (9)	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4}r_0 + \frac{1}{4}$	$\frac{\bar{T}}{r_2}$	
Salida extruida $r_0 \geq 0.05d$ $T_c < 1.5\bar{T}$ Notas (1), (2) y (6)	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4}r_0 + \frac{1}{4}$	$\left(1 + \frac{r_0}{r_2}\right) \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Inserto soldado $r_0 \geq d/8$ $T_c \geq 1.5\bar{T}$ Notas (1), (2) y (10)	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4}r_0 + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Accesorio ramal soldado (reforzado integralmente) Notas (1), (2), (9) y (11)	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$3.3 \frac{\bar{T}}{r_2}$	



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

PÁGINA 77 DE 115

Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzos, i	Diagrama
Soldadura a tope $T > 0.237"$ $\delta_{\text{max}} \leq 1/16"$ $\delta_{\text{prom}}/T \leq 0.13$	1	1.0	
Soldadura a tope $\bar{T} > 0.237"$ $\delta_{\text{max}} \leq 1/8"$	1	$1.9 \text{ máx o}$ $[0.9 + 2.7(\delta_{\text{prom}}/\bar{T})]$	
Soldadura a tope $\bar{T} \leq 0.237"$ $\delta_{\text{max}} \leq 1/16"$ $\delta_{\text{prom}}/T \leq 0.33$			
Transición afilada por ANSI B16.25 Nota (1)	1	$1.9 \text{ máx. O } 1.3 +$ $0.0036 \frac{D_o}{\bar{T}} + 3.6 \frac{\delta}{\bar{T}}$	
Reductor concéntrico por ANSI B16.9 Notas (1) y (13)	1	$2.0 \text{ máx. O } 0.5 +$ $0.01\alpha \left( \frac{D_{o2}}{\bar{T}} \right)^{2/3}$	



Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzos, i
Brida deslizable doblemente soldada, nota (14)	1	1.2
Brida de junta soldable o accesorio, notas (14) y (15)	1	2.1 máximo o $2.1 \bar{T}/C_x$ pero no menor de 1.3
Brida de junta de traslape (con junta de traslape ANSI B16.9 o equivalente), nota (14)	1	1.6
Junta roscada o brida roscada, nota (14)	1	2.3
Tubería recta corrugada o doble plegada, nota (16)	5	2.5

Notas:

(1) La nomenclatura es como sigue:

$R_1$ = Radio de curvatura del codo soldado o tubo doblado

$\bar{T}$  = Espesor nominal de pared del componente de tubería, pulg (mm).

= Para codos y codos mitrados, espesor nominal de pared del accesorio, pulg (mm).

= Para tes soldadas, espesor nominal de pared de la tubería pulg (mm).

= Para tes fabricadas, espesor nominal de pared del cabezal (si el espesor es mayor que el espesor del ramal, se debe mantener un espesor incrementado en por lo menos un diámetro del cabezal hacia cada lado del ramal), pulg (mm).

$T_c$ = espesor de entrepiernas de tes, pulg (mm).

$d$  = Diámetro exterior del ramal, pulg (mm).

$r_o$ = Radio de curvatura de la porción externa de la salida, medida en el plano conteniendo los ejes del cabezal y ramal, pulg (m).

$r_2$ = Radio medio de la tubería, pulg (mm).

$S$ = Dimensión del tramo mitrado, pulg (mm).

$t_e$ = Espesor del parche o silleta, pulg (mm).

$\theta$  = Mitad del ángulo entre ejes mitrados adyacentes, grados.

(2) El factor de flexibilidad, k, aplica a flexión en cualquier plano. Los factores de flexibilidad, k, e intensificación de esfuerzos, i, no deben ser menores de la unidad. Los factores de torsión son igual a la unidad. Ambos factores aplican sobre la longitud de arco afectiva (mostrada con líneas gruesas en los dibujos para tubería doblada y codos mitrados y por el punto de intersección para las tes.

Los valores de k e i pueden obtenerse directamente del diagrama A, entrando con el valor característico h, calculado de las fórmulas.

(3) Cuando se tienen bridas en los dos extremos, los valores de k e i deben corregirse con los factores  $C_1$ , los cuales se obtienen del diagrama B, entrando con el valor h.

(4) El diseñador debe tener en cuenta que los accesorios fundidos soldados a tope, pueden tener espesores considerablemente más pesados que aquellos de la tubería. Podrían tenerse errores importantes a menos que se tome en cuenta el efecto de estos espesores más pesados.



- (5) En codos y tubería doblada de gran diámetro y espesor delgado, la presión puede afectar significativamente las magnitudes de  $k$  e  $i$ . Para corregir los valores de la tabla se debe dividir  $k$  por:

$$\left[ 1 + 6 \left( \frac{P}{E_e} \right) \left( \frac{r_2}{\bar{T}} \right)^{7/6} \left( \frac{R_1}{r_2} \right)^{1/3} \right]$$

y dividir  $i$  por:

$$\left[ 1 + 3.25 \left( \frac{P}{E_e} \right) \left( \frac{r_2}{\bar{T}} \right)^{5/2} \left( \frac{R_1}{r_2} \right)^{2/3} \right]$$

Donde

$E_e$ = módulo de elasticidad frío  
 $P$ = presión

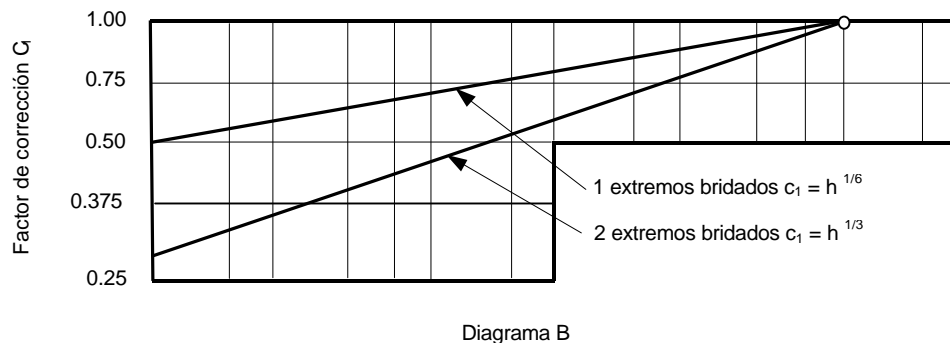
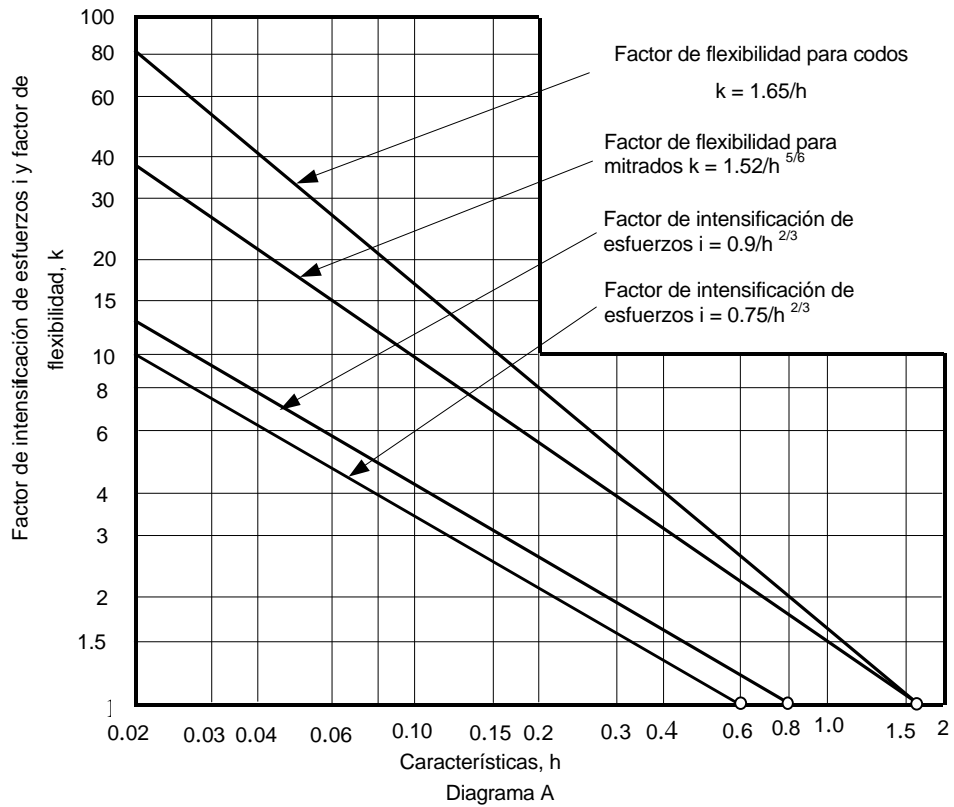
- (6) Si el número de ciclos de desplazamiento es menor de 200, se deben cumplir los límites especificados de radio y espesor. Cuando los límites de radio y espesor no se cumplen y el número de ciclos de diseño excede 200, los factores de intensificación fuera del plano y en el plano deben calcularse como  $1.12h^{1/3}$  y  $(0.67/h^{2/3} + 1/4)$ , respectivamente.
- (7) Cuando  $te > 1 \frac{1}{2} T$ , utilizar  $h = 4.05 T \bar{T}$ .
- (8) El valor mínimo del factor de intensificación de esfuerzos debe ser de 1.2.
- (9) Cuando la relación diámetro del ramal/diámetro del cabezal excede 0.5 y el número de ciclos de desplazamiento de diseño excede 200, los factores de intensificación de esfuerzos deben calcularse como  $1.8/h^{2/3}$  y  $(0.67 / h^{2/3}) + 1/4$ , respectivamente, a menos que la soldadura de transición entre el ramal y el cabezal se trabaja para tener un contorno cóncavo suave. Si la soldadura de transición se trabaja para tener un contorno cóncavo suave, los factores de intensificación de esfuerzos de la tabla aplican.
- (10) Si el número de ciclos de desplazamiento es menor de 200, los límites de radio y espesor especificados no necesitan cumplirse. Cuando no se cumplen los límites del radio y espesor y el número de ciclos de desplazamiento de diseño excede 200, los factores de intensificación de esfuerzos fuera del plano y en el plano deben calcularse como  $1.8 / h^{2/3}$  y  $(0.67 / h^{2/3})$ .
- (11) El diseñador debe estar convencido que la fabricación tiene un rango de presión equivalente a una tubería recta.
- (12) Los factores de intensificación de esfuerzos aplican en soldaduras a tope entre dos elementos para los cuales los espesores de pared están entre  $0.825 \bar{T}$  para una distancia axial de  $\sqrt{D_o \bar{T}}$ . Las variables  $D_o$  y  $\bar{T}$  son el diámetro exterior nominal y el espesor de pared nominal respectivamente.  $d_{prom}$  es el promedio del desalineamiento.
- (13) La ecuación aplica únicamente si se cumplen las siguientes condiciones:
- El ángulo del cono  $\alpha$  no excede  $60^\circ$  y el reductor es concéntrico.
  - El mayor de  $D_{o1} \sqrt{\bar{T}}$  y  $D_{o2} \sqrt{\bar{T}}$  no excede de 100.
  - El espesor de pared no es menor que  $\bar{T}_1$  a lo largo del cuerpo del reductor, excepto en e inmediatamente adyacente a la porción cilíndrica del extremo menor, donde el espesor no debe ser menor de  $\bar{T}_2$ .
- (14) En algunas juntas bridadas, pueden ocurrir fugas con los esfuerzos de expansión si es que no se considera lo indicado aquí. El momento que produce fuga en una junta bridada que no es de antesello, puede estimarse con la ecuación:

$$M_L = (C/4) (S_b A_b - P A_p)$$




- $A_b$  = área total de los pernos, pulg<sup>2</sup> (mm<sup>2</sup>).
- $A_p$  = área de contacto de la junta, pulg<sup>2</sup> (mm<sup>2</sup>).
- $C$  = perímetro del perno, pulg (mm).
- $M_L$  = momento para producir fuga en la brida, pulg-libra (mm. N)
- $P$  = presión interna lb/pulg<sup>2</sup> (MPa)
- $S_b$  = esfuerzo en el perno, lb/pulg<sup>2</sup> (MPa)

- (15)  $C_x$  es la longitud de la soldadura de filete. Para longitudes desiguales, utilizar la longitud menor.
- (16) Los factores mostrados aplican a flexión. El factor de flexibilidad para torsión es igual a 0.9.





 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 81 DE 115</b></p>
--	--	--

## Anexo B

### Conexiones ramal

#### B.1 Cabezales extruidos con conexiones ramal, reforzados integralmente.

Los cabezales extruidos con conexiones ramal reforzados integralmente, pueden usarse para todas las relaciones entre el diámetro del ramal y el diámetro del cabezal, y para todas las relaciones entre el esfuerzo circunferencial de diseño y el esfuerzo de fluencia mínimo especificado del cabezal y el tubo de ramal, siempre y cuando cumplan con lo siguiente:

- a) Un cabezal de salida extruida se define como un cabezal en el cual el borde extruido en la salida tiene una altura sobre la superficie del cabezal igual o mayor que el radio de curvatura de la porción de contorno externo de la salida; esto es:  $h_o \geq r_o$ . Ver inciso b) y Fig. B1.

Estos requisitos no aplican para ninguna boquilla en la cual se utilicen materiales adicionales en forma de anillos, placas o silletas, aplican únicamente para los casos donde el eje de la salida intersecta y es perpendicular al eje del cabezal.

- b) La notación se ilustra en la Fig. B1, todas las dimensiones son en mm (pulg).

$d$  = Diámetro exterior del ramal.

$d_c$  = Diámetro interior del ramal.

$D$  = Diámetro exterior del cabezal.

$D_c$  = Diámetro interior del cabezal.

$D_o$  = Diámetro interior de la salida extruida medido al nivel de la superficie exterior del cabezal.

$h_o$  = Altura del borde extruido. Este debe ser igual o mayor que  $r_o$  excepto como se muestra en el inciso II.

$L$  = Altura de la zona de refuerzo.

$$L = 0.7\sqrt{dT_o} \quad (B1)$$

$t_b$  = Espesor requerido de la tubería ramal de acuerdo con el párrafo 8.1.6.2.1.

$T_b$  = Espesor de pared nominal del ramal.

$t_h$  = Espesor requerido del cabezal de acuerdo con el párrafo 8.1.6.2.1.

$T_h$  = Espesor de pared nominal del cabezal.


$T_o$  = Espesor final de la salida extruida medido a una altura igual a  $r_o$  por encima de la superficie exterior del cabezal.

$r_1$  = Semi-ancho de la zona de refuerzo (igual a  $D_o$ ).

$r_o$  = Radio de curvatura de la porción del contorno externo de la salida, medido en el plano que contiene los ejes del cabezal y del ramal.

Esto está sujeto a las siguientes limitaciones:

- i) *Radio Mínimo*: Esta dimensión no debe ser menor que  $0.05d$ , excepto para diámetros del ramal mayores que 30 pulgadas, éste no debe exceder de 38mm (1.50 pulg).
- ii) *Radio Máximo*: Para tamaños de tubería de salida de 8 pulgadas y mayores, el radio máximo no debe exceder de  $0.10d + 13$  mm (0.50 pulg). Para diámetros menores que 8 pulgadas este valor no debe ser mayor de 32mm (1.25 pulg.)
- iii) Cuando el contorno externo tenga más de un radio, el radio de cualquier sector de arco de aproximadamente  $45^\circ$ , debe cumplir con los requisitos de los incisos I) y II).

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 82 DE 115</b></p>
--	--	--

iv) No debe emplearse el maquinado para cumplir con los requisitos anteriores.

c) *Área requerida*: El área requerida se define como:

$$A = K(t_h D_o) \quad (B2)$$

donde K debe tomarse como sigue:

- Para  $d/D > 0.60$ ,  $K = 1.00$ . (B3)

- Para  $0.15 < d/D < 0.60$ ,  $K = 0.60 + \frac{2}{3} \left( \frac{d}{D} \right)$  (B4)

- Para  $d/D \leq 0.15$ ,  $K = 0.70$ . (B5)

El área de refuerzo definida en el inciso d), no debe ser menor que el área requerida.

d) *Área de refuerzo*: El área de refuerzo debe ser la suma de las áreas  $A_1 + A_2 + A_3$ , definidas como sigue:

i) *Área  $A_1$* . Es el área dentro de la zona de refuerzo resultado de cualquier espesor excedente disponible en la pared del cabezal; esto es:

$$A_1 = D_o(T_h - t_h) \quad (B6)$$

ii) *Área  $A_2$* . Es el área que se encuentra dentro de la zona de refuerzo resultado de algún espesor excedente disponible en la pared de la tubería ramal; esto es:

$$A_2 = 2L(T_b - t_b) \quad (B7)$$

iii) *Área  $A_3$* . Es el área que se encuentra dentro de la zona de refuerzo resultado del exceso de espesor disponible en el borde de la salida extruida; esto es:

$$A_3 = 2r_o(T_o - T_b) \quad (B8)$$


e) *Refuerzo de múltiples aberturas*: Los requisitos descritos en B.4 deben cumplirse, excepto que el área requerida y el área de refuerzo deben obtenerse como se indican en c) y d).

f) En el diseño de cabezales extruidos con conexiones ramal deben considerarse las fuerzas y momentos generados por agentes tales como la expansión y contracción térmica, por la vibración, por el peso muerto de la tubería, válvulas y accesorios, recubrimientos y por asentamientos del suelo. Debe darse una especial consideración al diseño del cabezal extruido para soportar esas fuerzas y momentos.

g) El fabricante debe ser responsable de colocar o marcar sobre las salidas extruidas, la presión y temperatura de diseño junto con la marca registrada del fabricante.

## B.2 Conexiones ramal soldadas.

Las conexiones ramal soldadas deben ser como se muestran en las Figs. B2, B3 y B4. El diseño debe reunir los requerimientos mínimos listados en la Tabla B1 y descritos en los respectivos incisos.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 83 DE 115</b></p>
--	--	--

Relación entre el Esfuerzo circunferencial de diseño y el Esfuerzo de fluencia mínimo especificado en el cabezal	Relación entre el diámetro de abertura de la conexión ramal y el diámetro nominal del cabezal		
	25% o menos	Más de 25% hasta 50%	Más de 50%
20% o menos	6	6	6 y 7
Más de 20% hasta 50%	3,4 y 8	3 y 8	1, 7 y 8
Más de 50%	3, 4 y 5	2, 3 y 5	1 y 5


**Tabla B1. Criterio de diseño para conexiones ramal soldadas.**

- (1) Preferentemente se usarán tes o cruces de acero forjado de contorno redondeado de diseño probado o cabezales extruidos reforzados integralmente. Cuando no se usan tes, cruces o cabezales, el miembro reforzado debe extenderse alrededor de la circunferencia del cabezal, (la Fig. B2 muestra la construcción típica). Los bordes interiores de la abertura terminada deben en lo posible redondearse a un radio de 3 mm (1/8 pulg). Si el miembro envolvente es más grueso que el cabezal y los extremos van a ser soldados al cabezal, los extremos deben biselarse (aproximadamente a 45°) bajando hasta un espesor que no sea mayor que el espesor del cabezal y se debe hacer una soldadura de filete continua. No está permitido el uso de placas, silletas parciales u otro tipo de refuerzo localizado.
- (2) Se preferirán tes de contornos redondeados de diseño probado. Cuando no se usen tes, la pieza de refuerzo puede ser del tipo envolvente completa, tipo placa, silleta o un tipo de boquilla soldable.
- (3) El elemento de refuerzo puede ser del tipo envolvente completo (ver Fig. B2), del tipo placa o silleta (ver Fig. B3) o del tipo de boquilla soldable. En la unión del cabezal con soldadura de filete, los bordes del miembro reforzado deben biselarse (aproximadamente a 45°) hasta un espesor que no exceda el espesor del cabezal. El diámetro del agujero hecho en la tubería de cabezal para una conexión ramal no debe exceder el diámetro exterior de la conexión ramal en más de 6 mm (¼ pulg). El espesor de la soldadura de filete en la unión del miembro reforzado y el cabezal, no debe exceder el espesor del cabezal.
- (4) No se requiere refuerzo en conexiones ramal con aberturas de 2 pulgadas de diámetro o menores (ver Fig. B4 en lo referente a detalles típicos); sin embargo, se debe tener cuidado de proporcionar una protección adecuada contra vibraciones y otras fuerzas externas a las cuales se ven sujetas frecuentemente éstos ramales.
- (5) Todas las uniones soldadas del cabezal, ramales y miembros de refuerzo, deben ser diseñados de acuerdo con lo que se muestra en las Figs. B3 y B4.
- (6) El refuerzo en la abertura no es obligatorio; sin embargo, puede requerirse de un refuerzo para aquellos casos que se involucren presiones por arriba de 100 lb/pulg<sup>2</sup> en tubería de pared delgada o con cargas externas severas.
- (7) Si se requiere de un miembro reforzado y el diámetro del ramal es tal que el tipo de refuerzo debe extenderse más de la mitad de la circunferencia alrededor del cabezal, entonces se debe usar una pieza de refuerzo circunferencial completa, independiente del esfuerzo circunferencial de diseño o puede usarse una te o cruz de acero forjado de contorno redondeado de diseño probado o el cabezal extruido.
- (8) El refuerzo debe diseñarse de acuerdo con el inciso B4.

### **B.3 Refuerzo de aberturas simples.**

Todas las conexiones ramal deben reunir los siguientes requisitos:

- a) Cuando se hagan conexiones ramal soldadas a tubería en forma de una conexión simple, o en un cabezal o múltiple como una serie de conexiones, el diseño debe ser adecuado para controlar los niveles

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 84 DE 115</b></p>
--	--	--

de esfuerzos en la tubería dentro de límites de seguridad. Se debe tomar en cuenta los esfuerzos en la pared remanente del tubo debido a la abertura en la tubería o cabezal, los esfuerzos cortantes producidos por la presión actuando en el área de la abertura del ramal y las cargas externas debidas a movimiento térmico, peso, vibración, etc., así mismo se debe cumplir con los requerimientos mínimos listados en la Tabla B1. Los siguientes párrafos proporcionan las reglas de diseño considerando la intensificación de esfuerzos producidos por la existencia de un agujero en una sección considerada simétrica. Las cargas externas, tales como aquellas debido a la expansión térmica o peso no soportado de la tubería que conecta, deben evaluarse para ser consideradas en el diseño. Debe prestarse atención a esos factores en diseños poco usuales y bajo condiciones de cargas cíclicas. Cuando se use en el cabezal una tubería que se ha trabajado en frío para cumplir con el esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS), y tenga una conexión ramal soldada simple o múltiple, el esfuerzo permisible debe ser el 75% del valor permisible determinado de acuerdo con 8.1.6.1.

- b) El refuerzo requerido en la intersección de una conexión ramal soldada debe ser tal que el área de metal disponible para el refuerzo sea igual o mayor que el área transversal definida en el siguiente párrafo c) y en la Fig. B5.
- c) El área transversal requerida  $A_R$  se define como:


$$A_R = dt_h \quad (B9)$$

donde:

d Longitud de la abertura terminada en la pared del cabezal, medida paralelamente al eje del cabezal.

$t_h$  Espesor de diseño de la pared del cabezal requerido en el párrafo 8.1.6.2.1. Para tubería soldada, cuando el ramal no intersecta la soldadura longitudinal del cabezal, el valor del esfuerzo permisible para tubería sin costura de grado comparable, puede usarse para determinar  $t_h$  con el objeto de calcular el refuerzo únicamente. Cuando el ramal intersecta la soldadura longitudinal del cabezal, el valor del esfuerzo permisible del cabezal S debe usarse en el cálculo. El valor del esfuerzo permisible del ramal S debe utilizarse para calcular  $t_b$ .

- d) El área disponible del refuerzo debe ser la suma de:
- i) El área transversal resultante del espesor excedente disponible en la pared del cabezal, de acuerdo al espesor mínimo requerido para el cabezal como se define en 8.1.6.2.1) y el cual se encuentra dentro del área de refuerzo como se define en e).
  - ii) El área transversal que resulta del espesor excedente disponible en la pared del ramal por encima del espesor mínimo requerido para el ramal y que se encuentre dentro del área de refuerzo como se define en e).
  - iii) El área transversal de todos los refuerzos metálicos agregados, incluyendo el metal soldado que se encuentre adherido al cabezal y/o al ramal, y que se encuentre dentro del área de refuerzo como se define en e).
- e) El área de refuerzo se muestra en la Fig. B5 y se define como un rectángulo cuya longitud debe extenderse a una longitud d (ver párrafo c) a cada lado de la línea central transversal de la abertura terminada y cuyo ancho debe extenderse a una distancia de 2.5 veces el espesor de la pared del cabezal, excepto que en ningún caso debe extenderse más de 2.5 veces el espesor de pared del ramal desde la superficie exterior del cabezal o de cualquier refuerzo, si es que lo hay.
- f) El material de cualquier refuerzo agregado debe tener un esfuerzo de trabajo permisible cuando menos igual a aquel de la pared del cabezal. El material de un esfuerzo permisible más bajo se puede usar, si el

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 85 DE 115</b></p>
--	--	--

área es incrementada en relación directa de los esfuerzos permisibles para el cabezal y para el material del refuerzo respectivamente.

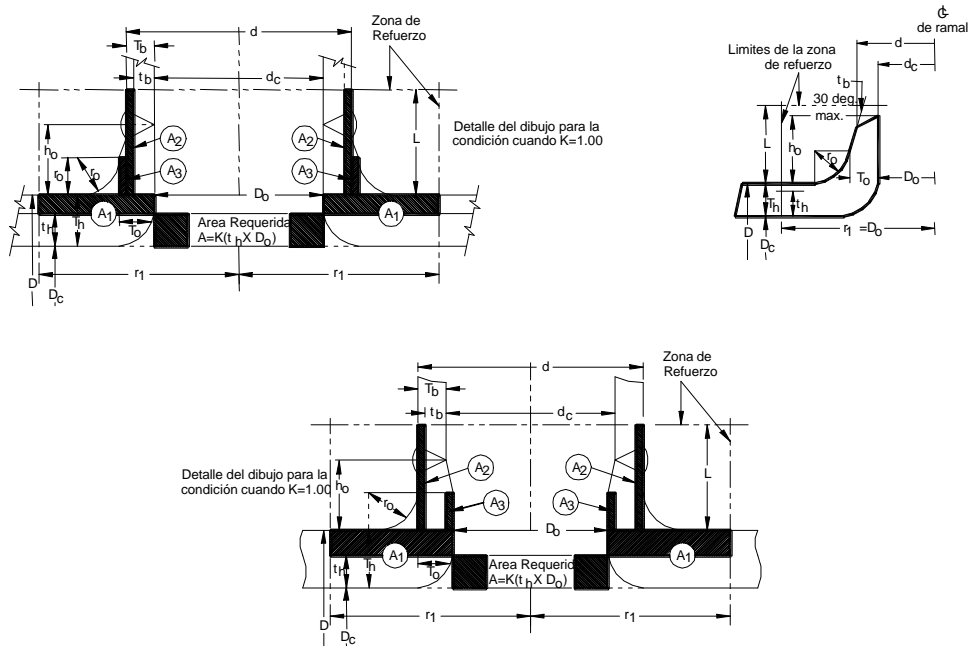
- g) El material utilizado para el refuerzo tipo anillo o silleta puede ser de especificaciones diferentes a las de la tubería, siempre y cuando el área transversal esté en la proporción correcta a la resistencia del cabezal y a los materiales de refuerzo a las temperaturas de operación y a condición de que se tenga una calidad de soldadura comparable a aquella del tubo. No debe considerarse la resistencia adicional de un material que tenga una resistencia más alta que la parte que se va a reforzar.
- h) Cuando se usen anillos y silletas los cuales cubran la soldadura entre el ramal y el cabezal, se debe hacer un agujero de ventilación en el anillo o silleta para detectar una fuga en la soldadura entre el ramal y el cabezal, así como proveer ventilación durante la soldadura y las operaciones de tratamiento térmico. Los agujeros de ventilación deben obturarse durante el servicio para prevenir grietas por corrosión entre la tubería y el miembro reforzado, pero no se debe usar ningún material de obturación que pueda ser capaz de crear una presión sostenida dentro de la grieta.
- i) No debe considerarse el uso de costillas o chapas triangulares como contribución al refuerzo de la conexión ramal. Esto no prohíbe el uso de estos dispositivos para propósitos ajenos a los del refuerzo, tal como rigidizar el sistema.
- j) El ramal debe fijarse por medio de una soldadura del espesor total de la pared del ramal o cabezal, además de una soldadura de filete  $W_1$  como se muestra en la Fig. B3 y B4. Se debe preferir el uso de soldadura de filete cóncava para minimizar la concentración de esfuerzos en las esquinas. El refuerzo de anillo o de silleta debe colocarse como se muestra en la Fig. B3. Si el miembro reforzado es más grueso en su borde que el cabezal, el borde debe biselarse (a aproximadamente  $45^\circ$ ) hasta dejar un espesor menor para que el cateto del filete de las dimensiones de la soldadura esté dentro de las dimensiones mínimas y máximas especificadas en la Fig. B3.
- k) Los anillos y silletas de refuerzo deben instalarse con precisión a las partes que estarán unidas. Las figuras B2 y B3 ilustran algunas formas aceptables de refuerzo.
- l) Las conexiones ramal fijas con respecto al cabezal en un ángulo menor de  $90^\circ$ , se hacen progresivamente más débiles conforme este ángulo disminuye. Cualquier diseño para un ángulo menor debe tener un estudio individual y debe proporcionarse suficiente refuerzo para compensar la debilidad inherente de tal construcción. Se permite el uso de costillas envolventes (zunchadas) para soportar las superficies planas o reentrantes y puede incluirse en las consideraciones de resistencia. El diseñador debe tener cuidado de que las concentraciones de los esfuerzos cerca de los extremos de las costillas parciales, abrazaderas o chapas de refuerzo, pueden neutralizar su valor como refuerzo.

#### **B.4 Refuerzo de aberturas múltiples.**

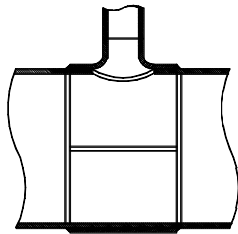
- a) Dos ramales adyacentes deben estar espaciados a una distancia tal que sus áreas efectivas individuales de refuerzo no se traslapen. Cuando dos o más ramales adyacentes están espaciados a una distancia menor a dos veces su diámetro promedio (y por ello sus áreas efectivas de refuerzo se traslapen), el grupo de aberturas se reforzará de acuerdo con el párrafo B.3. El metal de refuerzo debe agregarse como un refuerzo combinado, la resistencia debe ser igual a las resistencias combinadas de los refuerzos que se requerirán para las aberturas separadas. En ningún caso se debe considerar alguna porción de una sección transversal para aplicar a más de una abertura, o que se evalúe más de una vez en un área combinada.
- b) Cuando a dos o más aberturas adyacentes se les proporciona un refuerzo combinado, la distancia mínima entre los centros de cualquiera de éstas aberturas deben ser de preferencia cuando menos de 1 1/2 veces

su diámetro promedio, y el área de refuerzo entre éstas debe ser cuando menos del 50% del total requerido para esas dos aberturas en la sección transversal que se está considerando.

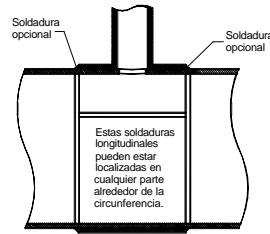
- c) Cuando dos aberturas adyacentes, como aquellas que se consideran en B.4(b), tengan una distancia entre centros menor que 1 1/3 veces su diámetro promedio, no debe considerarse como refuerzo el metal que esté entre las dos aberturas.
- d) Cuando un tubo ha sido trabajado en frío para cumplir con el esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS) y se use como cabezal que contenga conexiones ramal simples o múltiples soldadas, el esfuerzo permisible debe ser el 75% del valor permisible determinado de acuerdo con 8.1.6.1.
- e) Cualquier número de aberturas adyacentes cercanamente espaciadas en algún arreglo, se pueden reforzar asumiendo como si el grupo fuera una sola abertura de un diámetro que abarque a todas las aberturas.



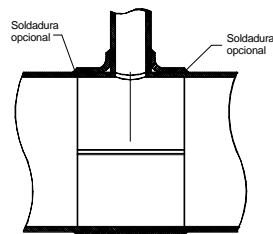
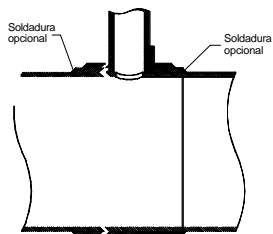
**Figura B1. Cabezal de salida extruida.**

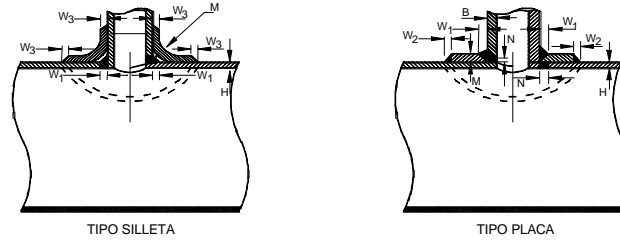


NOTA:  
Puesto que la presión de fluido se ejerce en ambos lados del metal del tubo bajo la "TEE" al metal del tubo no proporciona refuerzo.

**TIPO TEE**

NOTA:  
Hacer un agujero en la pieza de refuerzo para detectar fugas en las soldaduras ocultas y para proporcionar ventilación durante la soldadura y el tratamiento térmico. No requerido para el tipo "TEE".

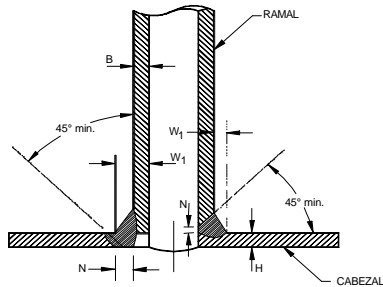
**TIPO ENVOLVENTE DE  
ANILLO DE PLACA****TIPO SILLETA****Figura B2. Detalles de soldadura para aberturas con tipo de refuerzo de envolvente completa.**



$W_1$  min. =  $3B/8$ , pero no menos que 6.4 mm (1/4 pulg.)  
 $W_2$  min. =  $M/2$ , pero no menos que 6.4 mm (1/4 pulg.)  
 $W_3$  min. = M, pero no mayor que H.  
 $N = 1.6$  mm (1/16 pulg.) min, amenos que se use una soldadura de respaldo o una tira de respaldo.

**NOTAS**

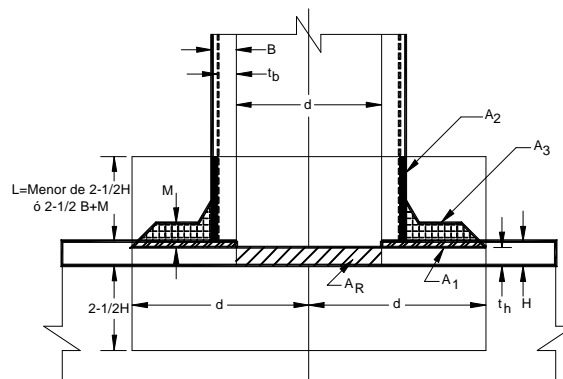
- Todas las soldaduras deberan ser catetos iguales y la garganta mínima deberá ser igual a 0.707 del cateto.
- Si M es mayor que H, el miembro de refuerzo debera ser biselado en la orilla hasta dejar un espesor de pared igual a la del cabezal.
- Hacer un agujero en la pieza de refuerzo para detectar fugas en las soldaduras ocultas y para proporcionar una ventilación durante la soldadura y durante el tratamiento térmico.

**Figura B3. Detalle de soldadura para aberturas con refuerzo tipo localizado.**
**FIGURA A4 DETALLE DE SOLDADURA PARA ABERTURAS SIN REFUERZO**

**NOTAS:**

- Cuando se usa una silleta para soldar, se debera insertar por encima de este tipo de conexión.
- $W_1 = 3B/8$  pero no menor que 6.4 mm. (1/4 pulg.)
- $N = 1.6$  mm. (1/16 pulg.) min. 3.2 mm. (1/8 pulg.) max. a menos que se use una soldadura de respaldo o una tira de respaldo.

**Figura B4. Detalle de soldadura para aberturas sin refuerzo**





Donde:

H = Espesor nominal de pared del cabezal.  
 B = Espesor nominal de pared del ramal.  
 $t_b$  = Espesor nominal de pared requerido para el ramal.  
 $t_h$  = Espesor nominal de pared requerido para el cabezal.  
 M = Espesor nominal del refuerzo agregado.  
 d = Diámetro interior del ramal.

El área de refuerzo se encierra con las líneas punteadas

Área de refuerzo requerida  $A_R = d t_h$

Área disponible para el refuerzo =  $A_1 + A_2 + A_3$


$A_1 = (H - t_h) (d)$

$A_2 = 2(B - t_b) L$

$A_3$  = Suma del área de todo el refuerzo agregado, incluyendo el área soldada que se encuentra dentro del área reforzada.

$A_1 + A_2 + A_3$  Debe ser igual o menor que  $A_R$ .

**Figura B5. Reglas para el refuerzo de las conexiones de ramal soldadas.**

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 90 DE 115</b></p>
--	--	--

## ANEXO C

### Señalización

Sobre el derecho de vía y en las instalaciones de todo ducto de transporte deben instalarse las señales necesarias para localizar e identificar estas instalaciones, así como para delimitar la franja de terreno donde se alojan, con el fin de reducir daños a las mismas. Los señalamientos se clasifican en tres tipos: informativo, restrictivo y preventivo y deben apegarse a los lineamientos indicados en las normas NRF-009-PEMEX-2001, NOM-026-STPS-1998 y NOM-027-STPS-1998.

**Señalamiento tipo informativo.** Las señales de tipo informativo tienen por objeto informar la localización de los ductos y caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones de PEMEX para fines de identificación y de inspección.

Las señales informativas destinadas a señalar la posición de los ductos serán del tipo "I" (Fig. C1) para ductos a campo traviesa y tipo "II" (Fig. C2) para ductos en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" (Fig. C3) servirá para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

Para ductos a campo traviesa, la señal tipo "I" (Fig. C1) consistirá en un poste de concreto o cualquier otro material que sea de resistencia y durabilidad semejante a la del concreto, de manera que cumpla la misma función, con sección octagonal y **7.00 m (23 pies)** de altura, o de una longitud adecuada a la vegetación de la zona; si es de otro material puede ser de sección cuadrada. Se pintará en los dos últimos **metros** de la parte superior de color blanco y rojo en forma de anillos alternados de **40 cm** de ancho cada uno. En la cara más visible del poste y a una altura de **2.00 m** se pintará en amarillo el kilometraje correspondiente en caracteres de **15 cm** de longitud y en la parte superior se colocará una placa de forma cuadrada de **80 cm** por lado, donde se indicará el kilometraje en caracteres de **20 cm** de longitud y una flecha señalando cualquier cambio en la dirección del ducto, en figuras de color rojo sobre fondo blanco.

Esta señal se instalará cada cinco **kilómetros**, comenzando en el kilómetro cero y su localización se realizará en la margen izquierda del derecho de vía, siguiendo el flujo del ducto o el de la mayoría de los ductos instalados sobre el derecho de vía.


Esta señal se utilizará para la inspección aérea y dependiendo de las condiciones topográficas del terreno podrán hacerse las modificaciones que se estimen necesarias sobre su distribución e identificación.

Además del tipo de señales antes mencionadas existen las tipo "R" y "RA" que se usan en sistemas de protección catódica de acuerdo a la especificación **PEMEX No. 3.413.01, párrafo 4.7.**

Para ductos en zona urbana, la señal tipo "II" (Fig. C2) consistirá en una tachuela de fierro fundido, o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, de **15 cm (6 pulg. aproximadamente)** de diámetro y **18 cm (7 pulg. aproximadamente)** de longitud, que tendrá grabado en alto relieve, en la cabeza, la leyenda "PEMEX" y una flecha que muestre el sentido del flujo.

Esta señal se colocará ahogada en concreto, de manera que la cabeza de la tachuela quede al nivel del piso, localizada a cada **50 m (164 pies)**, en bocacalles y cambios de dirección sobre el ducto cuando se trate de uno solo, o bien sobre los dos ductos extremos cuando se trate de un corredor de ductos.

Adicionalmente, se colocará en áreas verdes o de tierra, una mojonera en forma de prisma, cuadrangular de **15 cm** de altura por **10 cm** de base, pintada de color amarillo.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 91 DE 115</b></p>
--	--	--

La señal tipo "III" (Fig. C3) consiste en un cartel de **0.61 m (2 pies)** por **0.61 m (2 pies)**, fabricado en lámina de acero calibre **14**, galvanizada, bonderizada, pintada y horneada (tipo pintor o similar), o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, igualmente pintado; fijada a un soporte de tubo galvanizado de **5 cm (2 pulg.)** de diámetro, cédula **40** y **3.00 m (10 pies aproximadamente)** de longitud, mediante un marco soldado o fijada en alguna otra forma equivalente en durabilidad y resistencia, pudiendo ser el soporte de otro material similar, no necesariamente tubo, y de longitud adecuada al tipo de terreno. El soporte del tubo sobresaldrá del nivel del terreno, cuando menos **2.00 m (6.5 pies aproximadamente)** y se empotrará en una base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz o empotrado en cualquier otra forma que permita desempeñar la misma función. La señal se localizará a ambos lados de la carretera, **100 m (328 pies)** antes del entronque del camino de acceso. Su leyenda contendrá el nombre de la planta o instalación que identifique y, en todos los casos además de la palabra "PEMEX", una flecha que indique el sentido de la circulación para llegar a ella y la distancia que hay que recorrer sobre el camino de acceso. La leyenda se escribirá en letras negras sobre fondo amarillo, en dimensiones tales que sea legible a no menos de **5 m (16 pies 6 pulg.)**.

**Señalamiento tipo restrictivo.** Los señalamientos de tipo restrictivo indican la restricción de actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones de PEMEX, así como de las instalaciones y poblaciones aledañas a las mismas.

Las señales restrictivas podrán ser de los tipos "IV" (Fig. C4), "V" (Fig. C5) y "VI" (Fig. C6) siguientes:


Los tipos "IV" y "V" consistirán de un cartel con dimensiones, elementos y mensaje de acuerdo a lo señalado en los Figs. C4 y C5, respectivamente, fabricados en lámina de acero calibre **18**, galvanizada, bonderizada, pintada y horneada (tipo pintor o similar), o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, igualmente pintado; fijada a un soporte de tubo galvanizado de **5 cm (2 pulg.)** de diámetro cédula **40** y **3.00 m (10 pies aproximadamente)** de longitud, mediante un marco soldado (Figs. C4 y C5), pudiendo ser también el soporte de concreto armado de sección cuadrada de 15 cm por 15 cm. conforme a las dimensiones y detalles señalados en la Figura C10. El soporte sobresaldrá del nivel del terreno cuando menos **2.00 m (6.5 pies aproximadamente)**, y se empotrará en base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz o empotrado en cualquier otra forma que permita cumplir la misma función. Las letras y las figuras, en dimensiones tales que sean legibles a no menos de **5 m (16 pies 6 pulg.)**, serán de color negro sobre fondo contrastante color amarillo.

Las señales tipo "IV" (Fig. C4) prohíben cavar, deben colocarse en ambas márgenes en el límite del derecho de vía, en todos los cruces con ductos que transportan hidrocarburos, así como en los cruces de calles, carreteras, ferrocarriles, veredas, caminos de herradura y pasos habituales de la población, canales, etc., y en general, en todos aquellos lugares en donde el ducto corra riesgos de sufrir daños por excavaciones, golpes o construcción.

En zonas urbanas, estos señalamientos se deben colocar espaciados en distancias no mayores a **100 m (328 pies)** en donde no hay cruces, desde dos **kilómetros** antes, hasta dos **kilómetros** después de las construcciones en el perímetro de la población.

En zonas rurales, los señalamientos se colocarán espaciados en distancias no mayores a **500 m (1640.5 pies)** en donde no hay cruces, preferentemente en los linderos o cercas de las propiedades, con el fin de evitar daños a las señales durante las tareas agrícolas. En todos los casos esta señal se ajustará a lo indicado en la (Fig. C9).

Las señales tipo "V" (Fig. C5) que prohíben fumar y encender fuego, deben colocarse en todas las áreas en donde exista la posibilidad de presencia de gases o vapores inflamables, como es el caso de válvulas, trampas de diablos, baterías de separación, estaciones medidoras, reductoras, de compresión o bombeo, terminales, patios de tanques, etc. La localización de estas señales se realizará en el interior de estas instalaciones y será a criterio del personal encargado del mantenimiento, con la condición de que los puntos sean estratégicamente

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 92 DE 115</b></p>
--	--	--

escogidos para que desde cualquier lugar, siempre pueda verse cuando menos una. Cuando sea posible, esta señal se fijará directamente a las bardas o cercas de las instalaciones, **2 m (6.5 pies aproximadamente)** arriba del nivel del piso, eliminando el soporte al que se hace referencia en las señales tipo **IV** y **V**.

Las señales tipo **"VI"** (Fig. C6), se deben fabricar con lámina de acero de **6.35 mm (1/4 pulg.)** de espesor, con dimensiones de **2.44 m (8 pies)** por **1.83 m (6 pies)** soportada por estructura del mismo material, o bien, fabricadas en lámina de cualquier otro material de resistencia similar, soportada en forma tal que cumpla la misma función. Las letras o las figuras, en dimensiones tales que sean legibles a no menos de **5 m (16 pies 6 pulg.)**, y serán de color negro reflejante sobre fondo contrastante de color amarillo. Las señales tipo **"VI"** deben colocarse en ambas márgenes de las vías fluviales navegables, a una distancia de **10 m (33 pies aproximadamente)** de las márgenes definidas por el nivel de aguas máximas ordinarias. En el diseño de estos señalamientos deben considerarse también las condiciones del terreno, vientos dominantes, avenidas máximas, etc.

**Señalamiento tipo preventivo.** Los señalamientos de tipo preventivo tienen la función de prevenir al público acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y de mantenimiento, advirtiendo los daños que éstos pueden ocasionar.

Las señales preventivas podrán ser de los tipos **"VII"** (Fig. C7) y **"VIII"** (Fig. C8), siguientes:

Las señales tipo **"VII"** (Fig. C7), serán portátiles y consistirán en dos carteles de **0.61 m (2 pies)** por **0.72 m (2 pies 4 pulg. aproximadamente)** abatibles con letras de color negro sobre fondo contrastante de color amarillo.

Este señalamiento es temporal y debe llevarse a cabo antes de iniciar trabajos de construcción o de mantenimiento (excavación, soldadura, etc.) en áreas o vías públicas y estar destinadas específicamente a evitar daños al público.

Los señalamientos tipo **"VIII"** (Fig. C8) deben ser portátiles y consistirán en una baliza de **1.20 m (4 pies aproximadamente)** de altura, o la que se requiera conforme al tipo de terreno, con un banderín en su extremo de colores contrastantes y reflejantes.

Este señalamiento debe colocarse sobre ductos en operación y sirve para indicar su localización, a fin de evitar que éstos sean dañados cuando se efectúen trabajos de construcción y mantenimiento sobre el derecho de vía.

La frecuencia de este señalamiento depende de las condiciones particulares de cada caso, pero debe hacerse la localización precisa del ducto, ya sea por medio de un sondeo a cada **50 m (164 pies aproximadamente)** o empleando el equipo localizador adecuado y confiable en todo el trayecto que abarque el trabajo.

El señalamiento esta destinado para evitar daños a los ductos en operación o represionados, por lo que no se deben efectuar trabajos con maquinaria de construcción (excavadoras, tractores, etc.) sobre toda franja de terreno limitado por dicho señalamiento, debiendo efectuar a mano los trabajos para descubrir un ducto en estas condiciones.

**Disposiciones generales.** Todas las señales se deben instalar en los lugares determinados conforme a las instrucciones contenidas en esta norma, independientemente de que en ellos existan postes de protección catódica.

La señalización que determina esta norma, debe cumplir además con los requisitos establecidos por las dependencias gubernamentales correspondientes.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

PÁGINA 93 DE 115

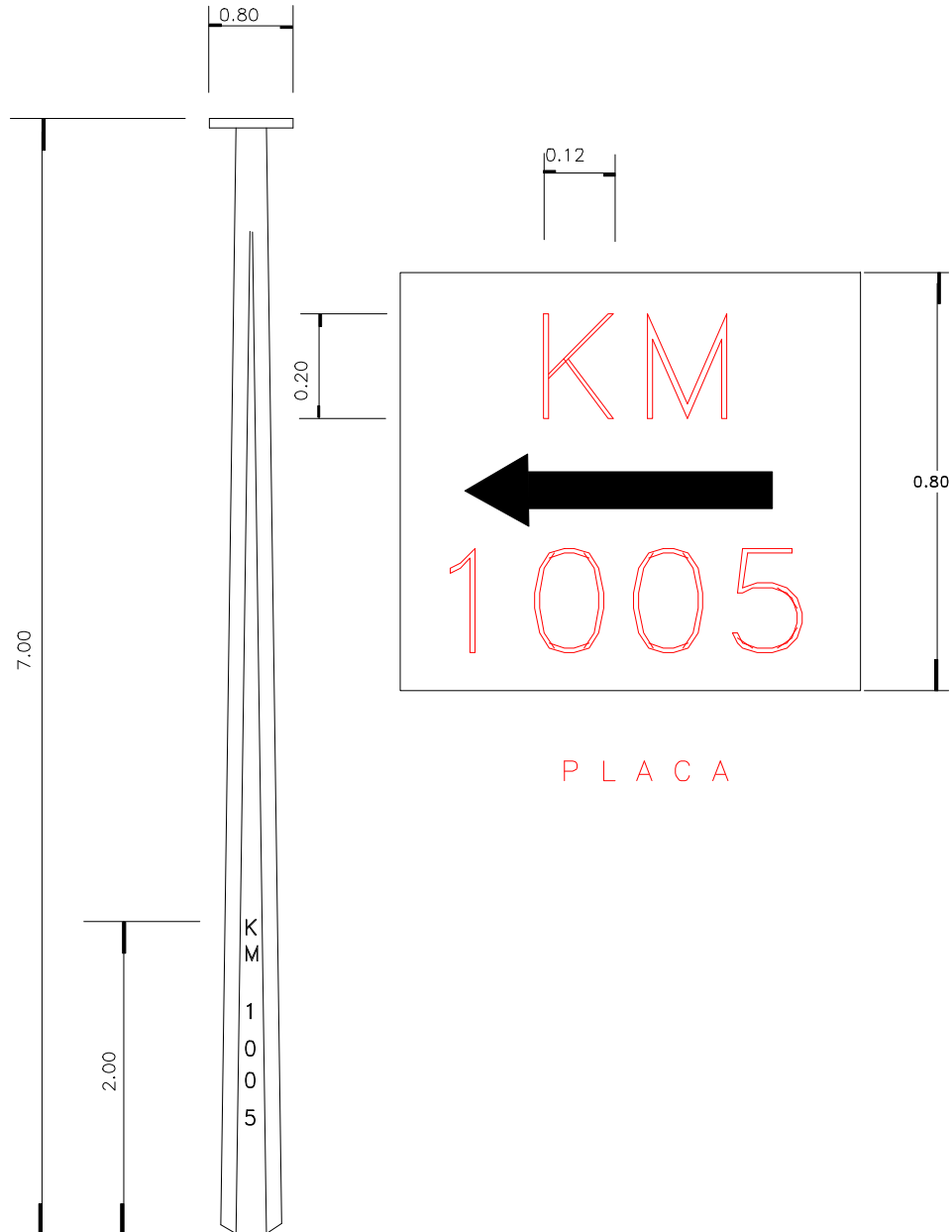
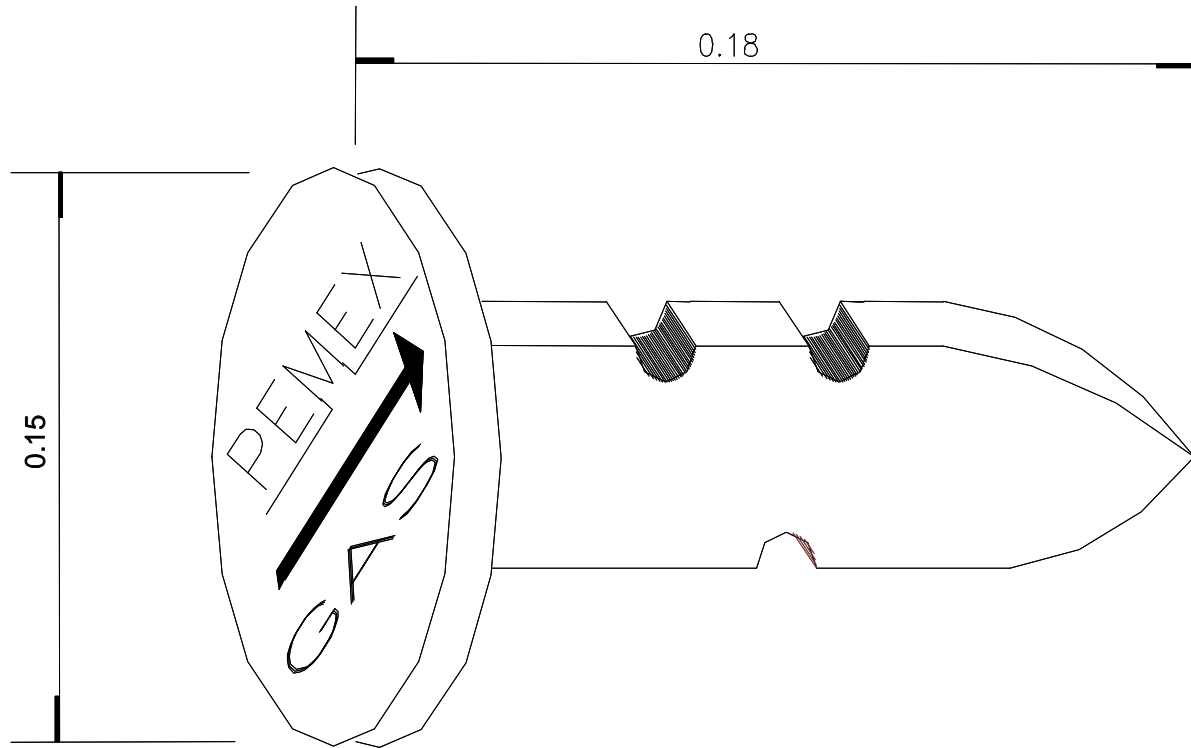


Figura C1. Señal tipo "I" (acotaciones en metros).



**Figura C2. Señal tipo "II" (acotaciones en metros).**



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

PÁGINA 95 DE 115

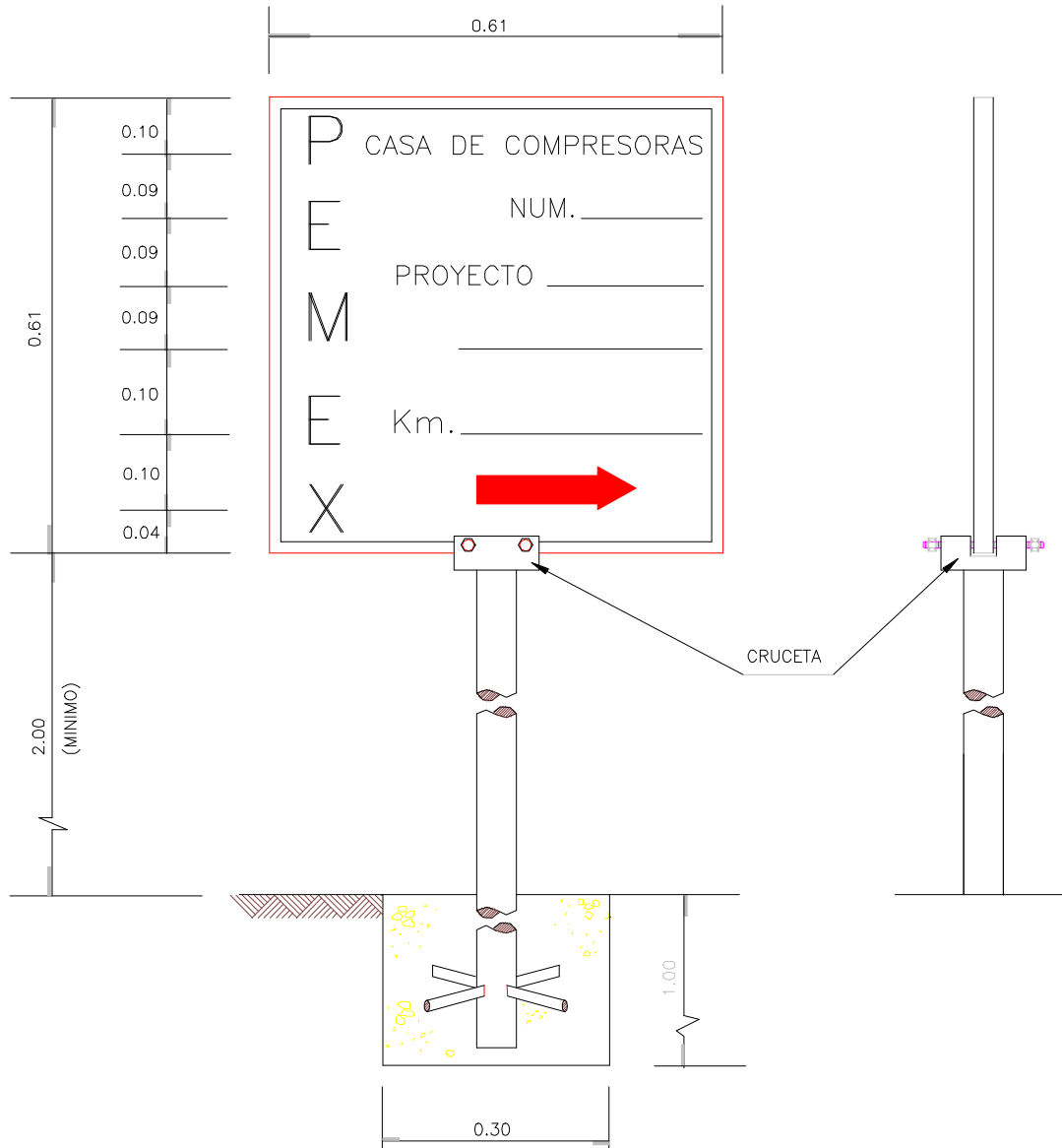


Figura C3. Señal tipo "III" (acotaciones en metros).



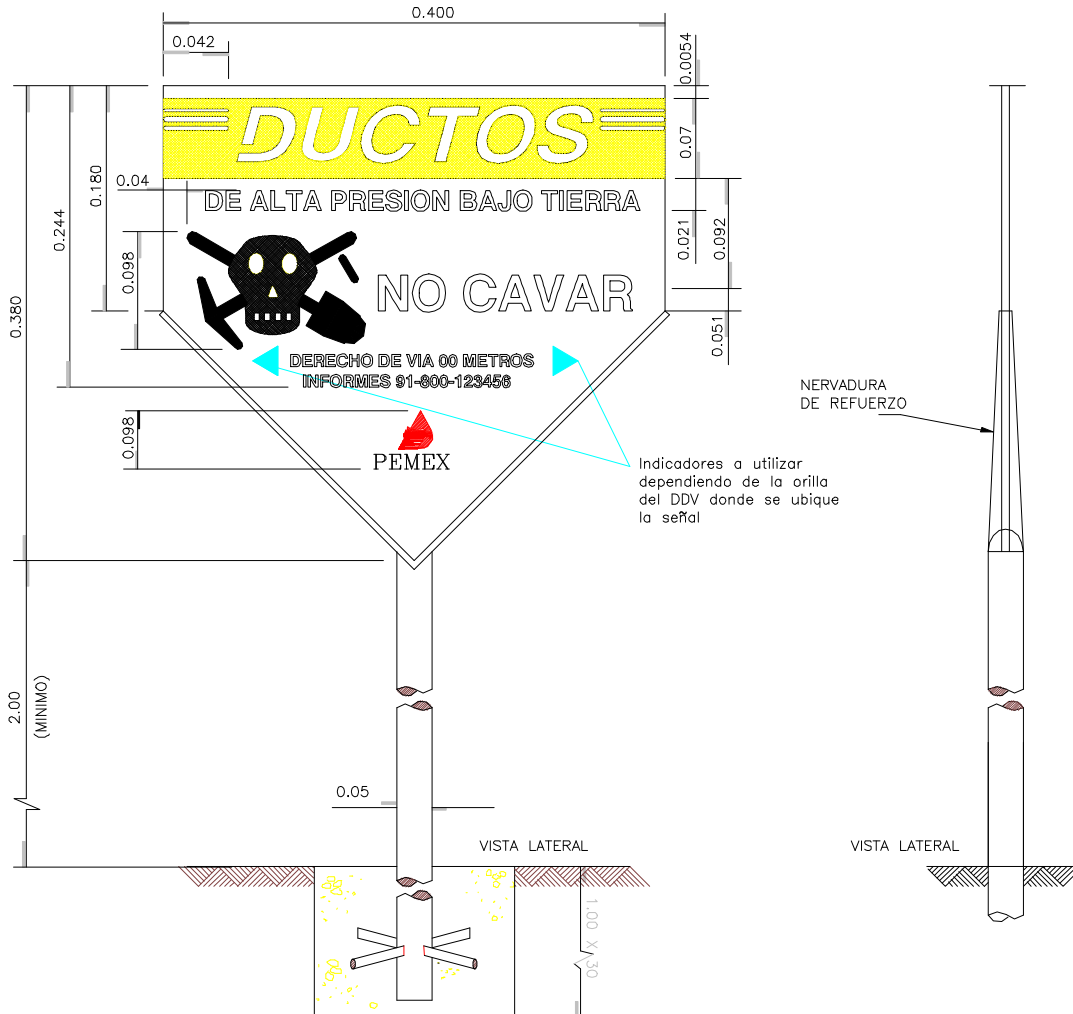
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

Rev.: 0

PÁGINA 96 DE 115



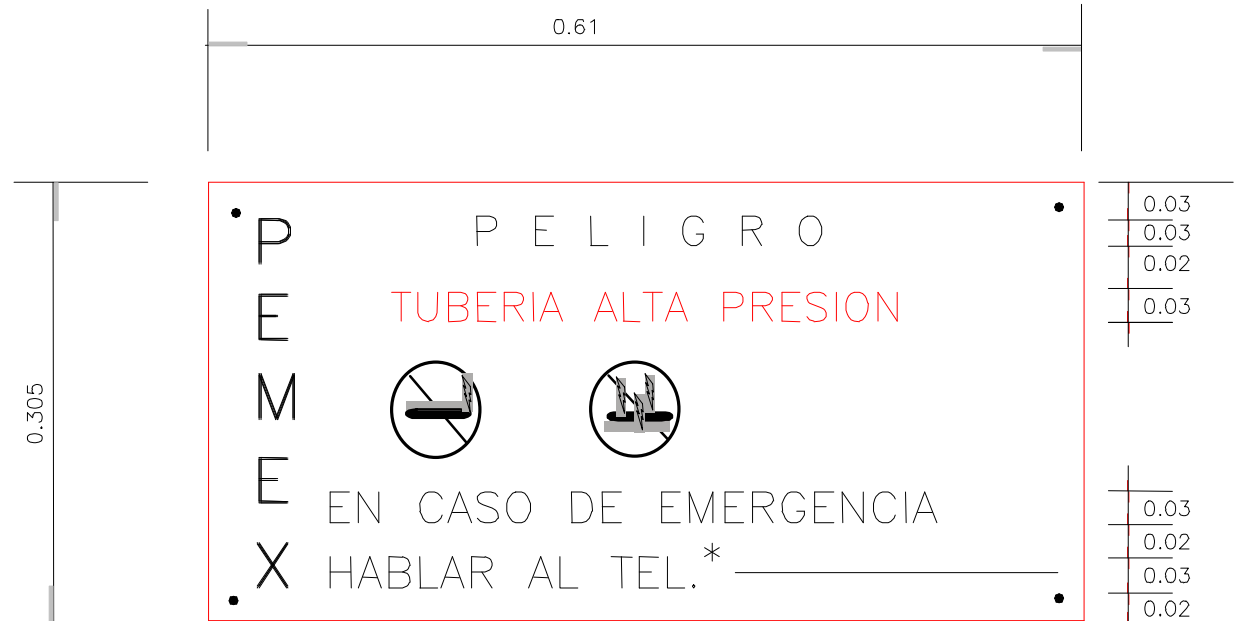
CARACTERISTICAS DE LAS LETRAS

MENSAJE	TIPO	DIMENSIONES (EN MM)
<b>DUCTOS</b>	Texto centrado Gill Sans Bold Italic Modificada	53 de altura
<b>DE ALTA...</b>	Texto centrado Gill Sans Bold Italic COMPRIMIDO 80%	14 de altura
<b>NO CAVAR</b>	Texto Helvetica Condensada Black	37.4 de altura
<b>DERECHO DE VIA...</b>	Texto centrado Helvetica Condensado Bold	9.4 de altura 13.4 interlinea

Nota: Fondo amarillo PMS Yellow Con Textos y Figuras Negros, Salvo "Ductos" y placas superiores calados en amarillo sobre franja negra.

Figura C4. Señal tipo "IV" (acotaciones en metros).





**Figura C5. Señal tipo "V" (acotaciones en metros).**



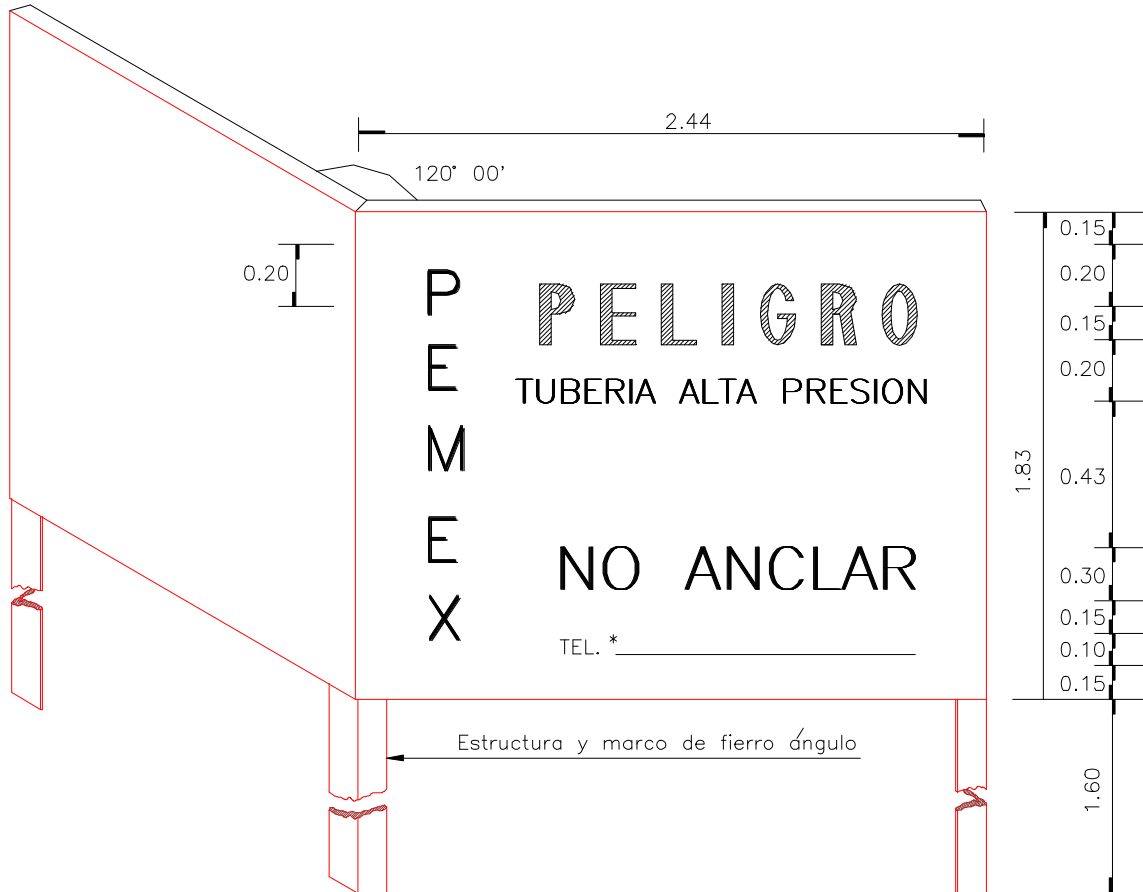
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
NRF-030-PEMEX-2003

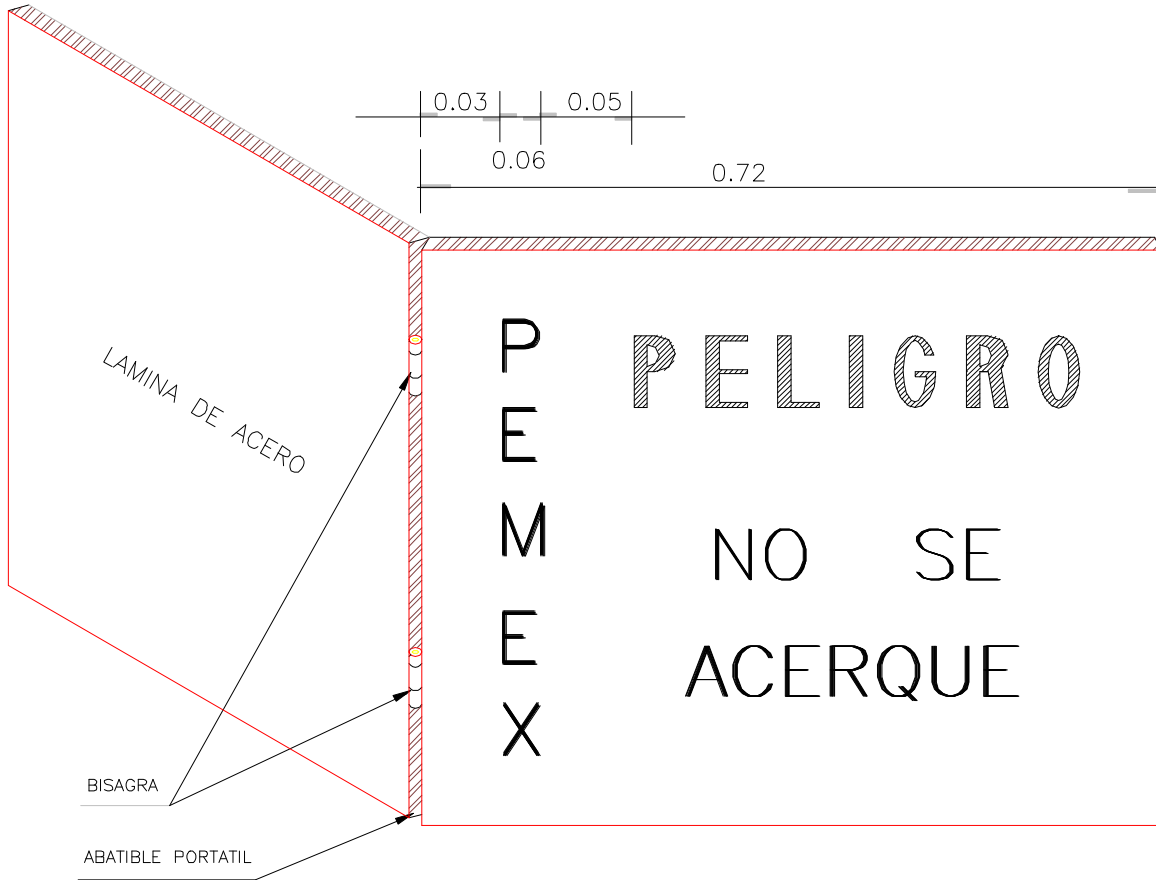
Rev.: 0

PÁGINA 98 DE 115




ESTE SEÑALAMIENTO DEBE ESTAR ILUMINADO  
DURANTE LA NOCHE EN LAS VIAS FLUVIALES QUE TENGAN  
NAVEGACION NOCTURNA.

Figura C6. Señal tipo "VI" (acotaciones en metros).



**Figura C7. Señal tipo "VII" (acotaciones en metros).**

 <b>PEMEX</b> COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS	No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003  Rev.: 0  PÁGINA 100 DE 115
--	--	--

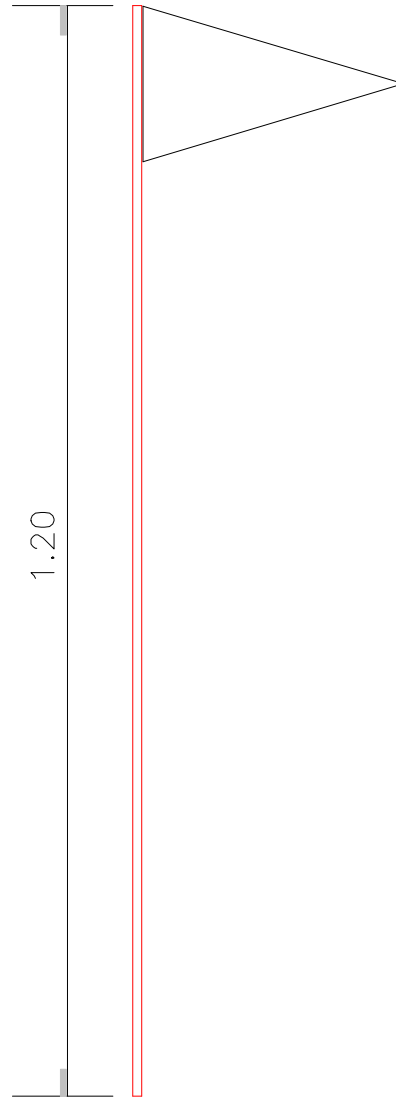
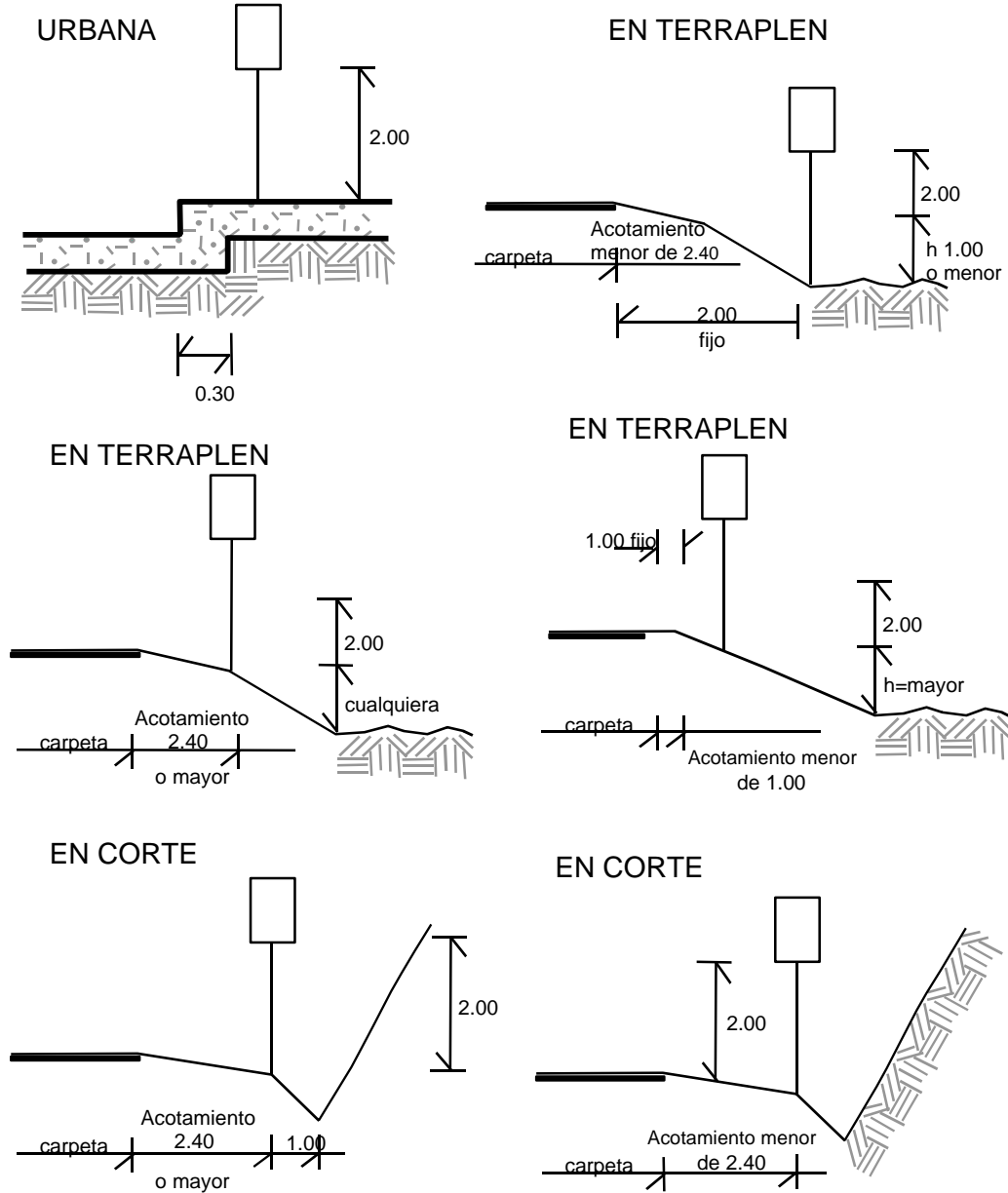


Figura C8. Señal tipo “VIII” (acotaciones en metros).



ACOTACIONES EN METROS

Figura C9. Colocación de señales tipo "III", "IV" y "V".

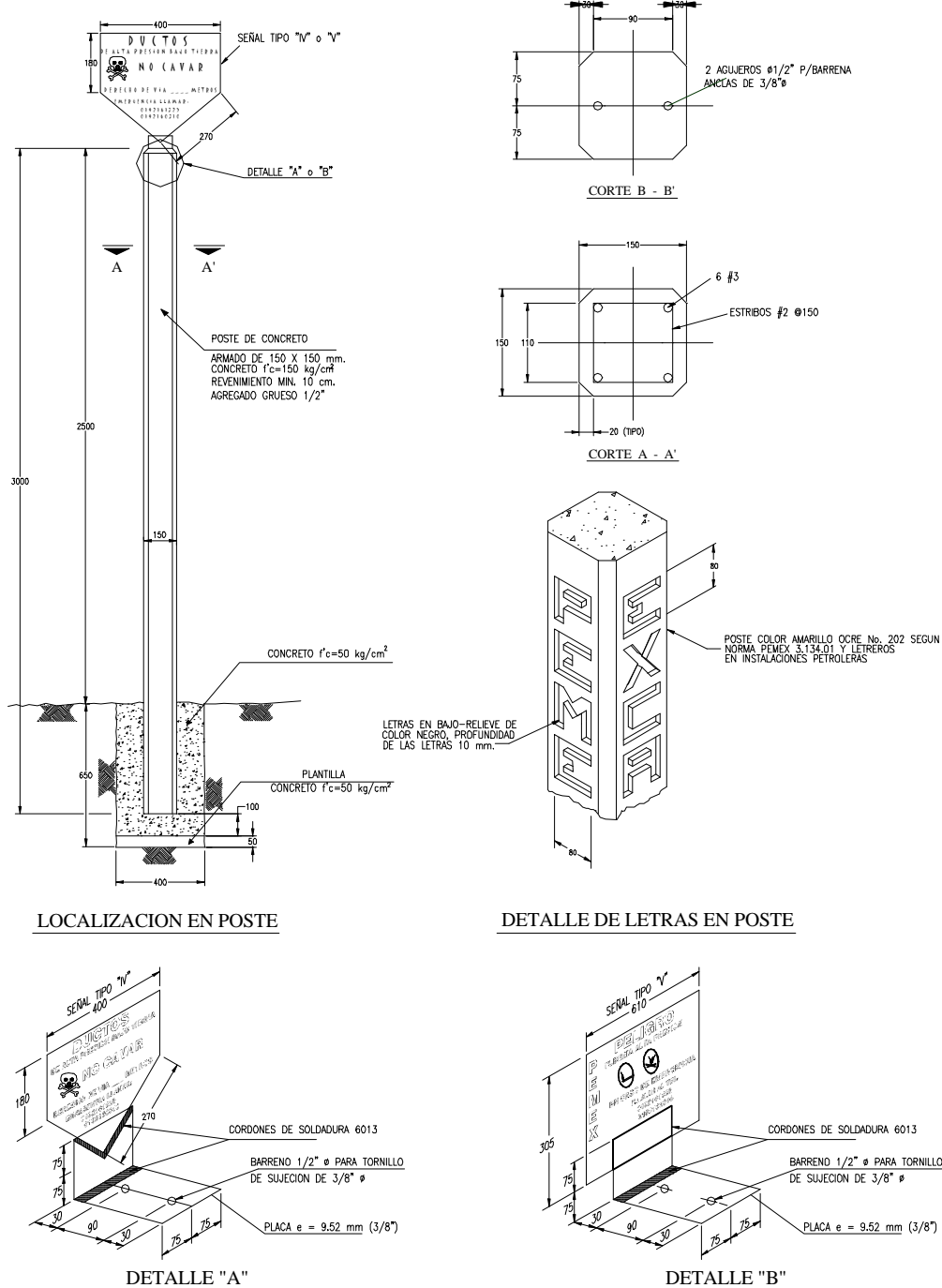
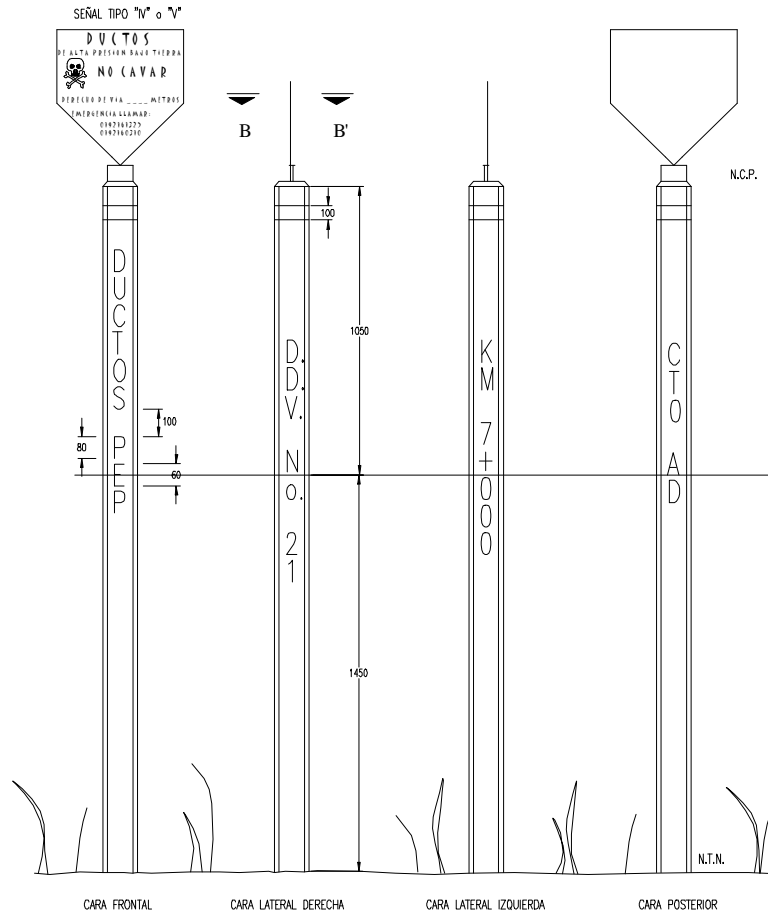



Figura C10-1. Poste de concreto para señales tipo "IV" y "V".


**NOTAS:**

- LA SEÑAL TIPO "IV" Y "V" SERA FABRICADA EN LAMINA DE ACERO CALIBRE 18, GALVANIZADA, BONDERIZADA, PINTADA Y HORNEADA.
- LAS LETRAS Y DIBUJOS SERAN EN COLOR NEGRO CON FONDO AMARILLO
- LA PLACA Y LOS REMACHES SE PINTARAN EN FORMA SIMILAR DESPUES DE INSTALADA.
- LA DISTRIBUCION DE SEÑALES SERA 1 PIEZA A CADA LADO DEL D.D.V. CADA 500 m.
- #3 = VARILLA DE 3/8"  $\phi$
- #2 = VARILLA DE 1/4"  $\phi$
- LOS DATOS DE CRABADOS EN EL POSTE DE LAS PLACAS DE SEÑALAMIENTO TIPO "IV" Y "V" SERA COMO SIGUE:  
 CARA FRONTAL: TENDRA LA LEYENDA DE DUCTOS - PEP.  
 CARA LATERAL DERECHA: INDICARA EL NUMERO DE DERECHO DE VIA.  
 CARA LATERAL IZQUIERDA: INDICARA EL KILOMETRAJE EN DONDE ESTA INSTALADA LA PLACA DE SEÑALAMIENTO.  
 CARA POSTERIOR: TENDRA LA LEYENDA CTO - AD.

**Figura C10-2. Poste de concreto para señales tipo "IV" y "V".**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b>	<b>No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003</b>  <b>Rev.: 0</b>  <b>PÁGINA 104 DE 115</b>
--	---	--

## **ANEXO D**

### **Trampa de diablos**

#### **D.1 Descripción y Generalidades.**

El lanzador/receptor para trampa de envío y/o recibo de diablos, debe ser completamente fabricado, inspeccionado y probado hidrostáticamente en taller, con la opción de montarse desde el sitio de su fabricación sobre un patín estructural ó en mochetas de soporte de concreto en el sitio de instalación definitiva, conforme se solicite, así mismo debe ser seccionable para facilitar en taller su embarque y traslado al sitio de localización definitiva.

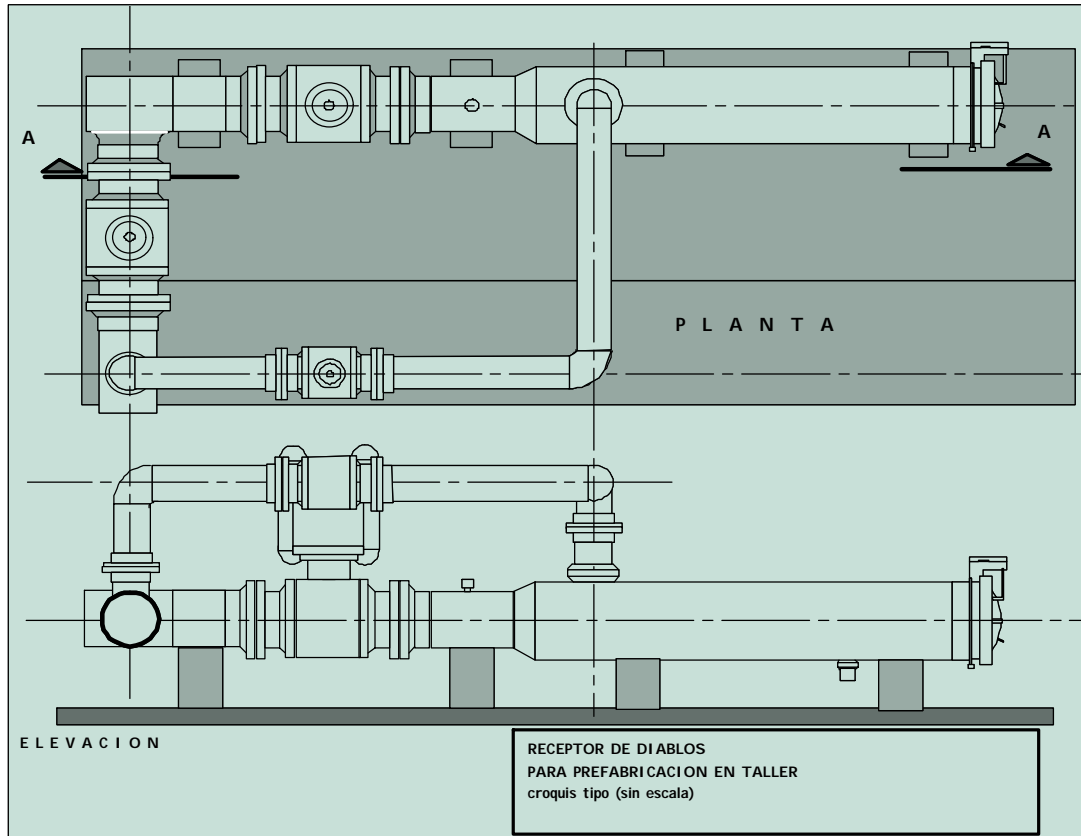
En la Fig. D1 se indican las partes o componentes de que constará el paquete.

#### **D.2 Dimensiones requeridas para trampas de envío y recibo de diablos.**

En las figuras D2 y D3 se presentan los esquemas de la trampa de diablo de envío y de recibo respectivamente. Las dimensiones necesarias mostradas en estas figuras se presentan en las Tablas D1 a D4, las cuales están de acuerdo al diámetro del ducto y al tipo de contenido que transporta.

En la Fig. D4 se muestra un croquis para el diseño del barrilete de la trampa de diablos a base de tubería ASTM A-672 CL. 30, GR. 70 o placa A-516 GR. 70 o equivalentes. En la Tabla D5 se indican las dimensiones correspondientes.




**NOTA:**

1. Cubeta o barril con tapa abisagrada y boquillas o preparaciones necesarias para igualar presión, drenar e instalar toda la instrumentación de este recipiente.
2. Sección o carrete de conducción (con una válvula esférica (# 1) para bloqueo).
3. Sección o carrete de derivación (con una válvula esférica (# 2) para bloqueo).
4. Igualador de presión o ducto de pateo (con una válvula esférica (# 3) para bloqueo).
5. Dren o purga (con una válvula esférica (# 4) para bloqueo).
6. Actuadores para la válvulas principales (#1) y (# 2).
7. Instrumentación básica (presión, temperatura e indicador de paso de diablos).
8. Dispositivo para alivio de sobrepresión (válvula relevo, seguridad o disco de ruptura).
9. Patín estructural de soporte (cuando se solicite).
10. Abrazaderas/correderas para mochetas soporte (cuando se soliciten).

**Figura D1. Componentes de la trampa de diablo.**

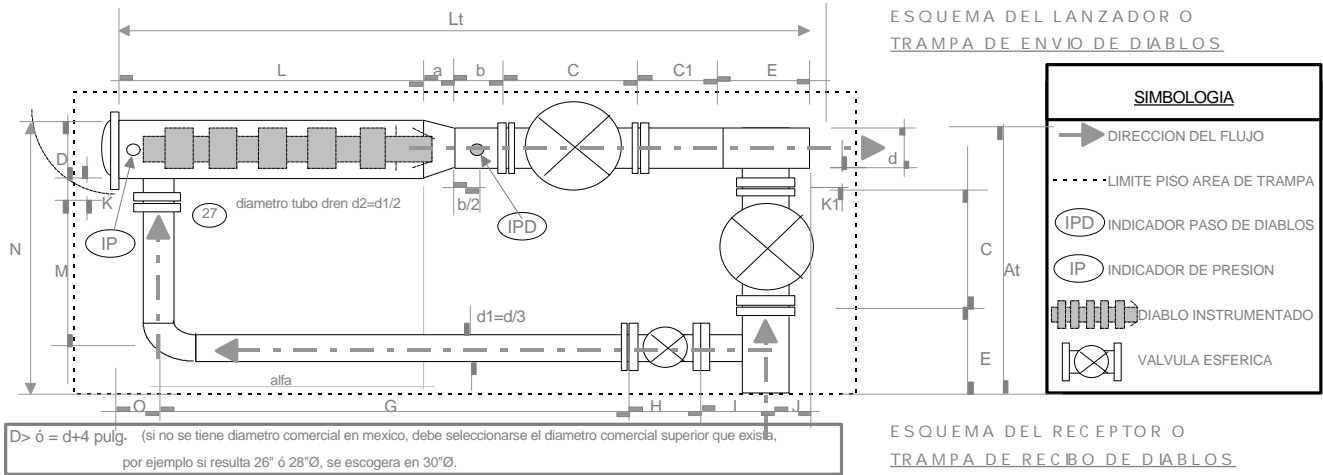


Figura D2. Trampa de diablo de envío.

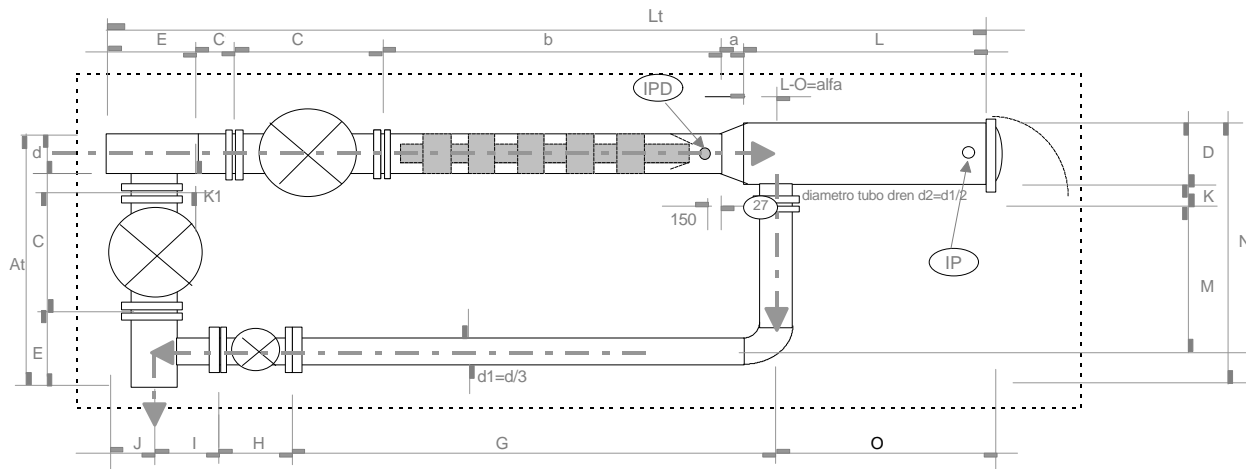


Figura D3. Trampa de diablo de recibo.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES  
PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
PROY-NRF-030-PEMEX-2002

Rev.: 0

PÁGINA 107 DE 115



**DIMENSIONES PRINCIPALES DE PAQUETE TIPO LANZADOR DE DIABLOS**  
SERVICIO PRODUCTOS LIQUIDOS CLASE 600 ASME/ANSI B.31.4

diam. d	diam. D	diam.d1	dimensiones en milímetros																					
			LINEA pulg	CUBETA pulg	pateo pulg	Lt	At	long/diablo	alfa L-O	a	b	carr	Y+RF	C (RF)	C1	E	G	H (RF)	I	J	Weld	K	K1	L
6	10	2	4975	1311	3100	2975	178	276	152	124	559	276	286	3875	292	239	143	38	163	191	3400	802	1362	425
8	12	3	6220	1575	4015	3776	203	343	203	140	660	343	356	4860	356	287	178	44	185	216	4315	958	1626	539
10	14	3	6975	1880	4300	4025	330	413	254	159	787	413	432	5497	356	331	216	44	204	248	4600	1154	1930	575
12	16	4	7235	2076	4300	4025	356	467	305	162	838	467	508	5608	432	366	254	51	214	263	4600	1253	2127	575
14	18	4	7263	2248	4080	3833	381	527	356	171	889	527	559	5603	432	401	279	51	224	273	4380	1339	2299	548
16	20	6	8689	2477	5100	4725	508	591	406	184	991	591	610	6699	559	452	305	64	249	286	5400	1466	2527	675
18	24	6	8881	2731	5100	4725	408	648	457	191	1092	648	686	6821	559	484	343	64	255	305	5400	1574	2781	675
20	24	6	9174	2985	5100	4725	408	705	508	197	1194	705	762	7043	559	516	381	64	262	324	5400	1783	3035	675
24	30	8	10509	3416	5700	5250	610	819	610	210	1397	819	864	8067	660	600	432	84	295	337	6000	1978	3467	750
30	34	10	12710	4216	7000	6388	610	1016	762	254	1651	1016	1118	9726	787	725	559	89	344	432	7300	2501	4267	913
36	40	12	13945	5137	7200	6563	610	1203	914	289	2083	1203	1346	10652	838	844	673	97	387	505	7500	3112	5188	938
42	46	14	13949	5448	6600	6038	711	1353	1067	286	2108	1353	1524	10515	889	920	762	100	387	464	6900	3182	5499	863
48	52	16	15311	6258	7000	6388	762	1542	1219	322	2388	1542	1778	11479	991	1040	889	106	430	551	7300	3669	6309	913

Tabla D.1

**DIMENSIONES PRINCIPALES DE PAQUETE TIPO RECEPTOR DE DIABLOS**  
SERVICIO PRODUCTOS LIQUIDOS CLASE 600 ASME/ANSI B.31.4

diam. d	diam. D	diam.d1	dimensiones en milímetros																					
			LINEA pulg	CUBETA pulg	pateo pulg	Lt	At	long/diablo	alfa L-O	a	b	carr	Y+RF	C (RF)	C1	E	G	H (RF)	I	J	Weld	K	K1	L
6	10	2	6970	1187	3100	125	178	3400	3276	124	559	276	286	4150	292	239	143	38	163	191	2271	678	1238	2146
8	12	3	7998	1435	4015	134	203	4315	4175	140	660	343	356	5191	356	287	178	44	185	216	2121	818	1486	1987
10	14	3	8784	1721	4300	142	330	4600	4441	159	787	413	432	5802	356	331	216	44	204	248	2222	996	1772	2079
12	16	4	9040	1914	4300	151	356	4600	4438	162	838	467	508	5867	432	366	254	51	214	263	2272	1091	1965	2121
14	18	4	9048	2076	4080	151	381	4380	4209	171	889	527	559	5774	432	401	279	51	224	273	2312	1167	2127	2161
16	20	6	10682	2292	5100	176	508	5400	5216	184	991	591	610	6959	559	452	305	64	249	286	2583	1281	2343	2407
18	24	6	10817	2540	5100	176	408	5400	5210	191	1092	648	686	7024	559	484	343	64	255	305	2583	1383	2591	2407
20	24	6	11072	2788	5100	176	408	5400	5203	197	1194	705	762	7189	559	516	381	64	262	324	2603	1586	2838	2427
24	30	8	12393	3207	5700	202	610	6000	5790	210	1397	819	864	8199	660	600	432	84	295	337	2704	1769	3258	2502
30	34	10	14599	3962	7000	227	610	7300	7046	254	1651	1016	1118	9850	787	725	559	89	344	432	2905	2247	4013	2678
36	40	12	16408	4848	7200	252	610	7500	7211	289	2083	1203	1346	10639	838	844	673	97	387	505	3666	2823	4899	3414
42	46	14	16133	5163	6600	278	711	6900	6614	286	2108	1353	1524	10302	889	920	762	100	387	464	3537	2896	5213	3259
48	52	16	17357	5936	7000	303	762	7300	6978	322	2388	1542	1778	11153	991	1040	889	106	430	551	3588	3347	5987	3285

Tabla D.2



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES  
PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
PROY-NRF-030-PEMEX-2002

Rev.: 0

PÁGINA 108 DE 115

DIMENSIONES PRINCIPALES DE PAQUETE TIPO LANZADOR DE DIABLOS.  
SERVICIO PARA GAS CLASE 600 ASME/ANSI B.31.8

diam. d LINEA pulg	diam. D CUBETA pulg	diam.d1 pateo pulg	dimensiones en milímetros																				
			Lt	At	long/diablo	alfa L-O	a	b	carr	Y+RTJ	C (RTJ)	C1	E	G	H (RTJ)	I	J	K	K1	L	M	N	O
6	10	2	4 9 8 1	13 18	3 10 0	2 9 7 5	17 8	2 7 8	15 2	12 5	5 6 2	2 7 8	2 8 6	3 8 8 0	2 9 2	2 4 1	14 3	16 5	19 2	3 4 0 0	8 0 7	13 6 8	4 2 5
8	12	3	6 2 2 6	15 8 1	4 0 1 5	3 7 7 6	2 0 3	3 4 4	2 0 3	14 1	6 6 4	3 4 4	3 5 6	4 8 6 5	3 5 6	2 8 9	1 7 8	18 7	2 1 7	4 3 1 5	9 6 2	16 3 2	5 3 9
10	14	3	6 9 8 1	18 8 6	4 3 0 0	4 0 2 5	3 3 0	4 1 4	2 5 4	16 0	7 9 1	4 1 4	4 3 2	5 5 0 2	3 5 6	3 3 3	2 1 6	2 0 6	2 4 9	4 6 0 0	11 5 9	19 3 7	5 7 5
12	16	4	7 2 4 1	2 0 8 3	4 3 0 0	4 0 2 5	3 5 6	4 6 8	3 0 5	16 3	8 4 1	4 6 8	5 0 8	5 6 1 3	4 3 2	3 6 8	2 5 4	2 1 5	2 6 5	4 6 0 0	12 5 7	2 1 3 3	5 7 5
14	18	4	7 2 6 9	2 2 5 4	4 0 8 0	3 8 3 3	3 8 1	5 2 9	3 5 6	17 3	8 9 2	5 2 9	5 5 9	5 6 0 8	4 3 2	4 0 3	2 7 9	2 2 5	2 7 5	4 3 8 0	13 4 3	2 3 0 5	5 4 8
16	20	6	8 6 9 6	2 4 8 3	5 10 0	4 7 2 5	5 0 8	5 9 2	4 0 6	18 6	9 9 4	5 9 2	6 10	6 7 0 3	5 5 9	4 5 4	3 0 5	2 5 0	2 8 7	5 4 0 0	14 7 0	2 5 3 4	6 7 5
18	24	6	8 8 8 8	2 7 3 7	5 10 0	4 7 2 5	4 0 8	6 4 9	4 5 7	19 2	10 9 5	6 4 9	6 8 6	6 8 2 6	5 5 9	4 8 5	3 4 3	2 5 7	3 0 6	5 4 0 0	15 7 8	2 7 8 8	6 7 5
20	24	6	9 18 6	2 9 9 7	5 10 0	4 7 2 5	4 0 8	7 0 8	5 0 8	2 0 0	12 0 0	7 0 8	7 6 2	7 0 5 3	5 5 9	5 1 9	3 8 1	2 6 5	3 2 7	5 4 0 0	17 9 3	3 0 4 8	6 7 5
24	30	8	10 5 2 8	3 4 3 5	5 7 0 0	5 2 5 0	6 10	8 2 4	6 10	2 14	14 0 7	8 2 4	8 6 4	8 0 8 1	6 6 0	6 0 5	4 3 2	3 0 0	3 4 1	6 0 0 0	19 9 3	3 4 8 6	7 5 0
30	34	10	12 7 3 6	4 2 4 2	7 0 0 0	6 3 8 8	6 10	10 2 2	7 6 2	2 6 0	16 6 4	10 2 2	1118	9 7 4 5	7 8 7	7 3 2	5 5 9	3 5 1	4 3 8	7 3 0 0	2 5 2 0	4 2 9 3	9 1 3
36	40	12	13 9 7 7	5 16 9	7 2 0 0	6 5 6 3	6 10	12 11	9 14	2 9 7	2 0 9 9	12 11	13 4 6	10 6 7 6	8 3 8	8 5 2	6 7 3	3 9 5	5 1 3	7 5 0 0	3 1 3 5	5 2 1 9	9 3 8
42	46	14	13 9 8 7	5 4 8 6	6 6 0 0	6 0 3 8	7 11	13 6 2	10 6 7	2 9 5	2 1 2 7	13 6 2	15 2 4	10 5 4 3	8 8 9	9 3 0	7 6 2	3 9 7	4 7 3	6 9 0 0	3 2 1 0	5 5 3 7	8 6 3
48	52	16	15 3 4 9	6 2 9 6	7 0 0 0	6 3 8 8	7 6 2	15 5 1	12 19	3 3 2	2 4 0 7	15 5 1	17 7 8	11 5 0 8	9 9 1	10 4 9	8 8 9	4 3 9	5 6 0	7 3 0 0	3 6 9 8	6 3 4 7	9 1 3

Tabla D.3

DIMENSIONES PRINCIPALES DE PAQUETE TIPO RECEPTOR DE DIABLOS.  
SERVICIO PARA GAS CLASE 600 ASME/ANSI B.31.8

diam. d LINEA pulg	diam. D CUBETA pulg	diam.d1 pateo pulg	dimensiones en milímetros																				
			Lt	At	long/diablo	alfa L-O	a	b	carr	Y+RTJ	C (RTJ)	C1	E	G	H (RTJ)	I	J	K	K1	L	M	N	O
6	10	2	6 9 7 4	11 9 2	3 10 0	12 5	17 8	3 4 0 0	3 2 7 5	12 5	5 6 2	2 7 8	2 8 6	4 1 5 3	2 9 2	2 4 1	14 3	16 5	19 2	2 2 7 1	6 8 1	12 4 3	2 1 4 6
8	12	3	8 0 0 3	14 4 0	4 0 1 5	13 4	2 0 3	4 3 1 5	4 1 7 4	14 1	6 6 4	3 4 4	3 5 6	5 1 9 4	3 5 6	2 8 9	1 7 8	18 7	2 1 7	2 1 2 1	8 2 1	14 9 1	19 8 7
10	14	3	8 7 8 9	17 2 6	4 3 0 0	14 2	3 3 0	4 6 0 0	4 4 4 0	16 0	7 9 1	4 1 4	4 3 2	5 8 0 5	3 5 6	3 3 3	2 1 6	2 0 6	2 4 9	2 2 2 2	9 9 9	17 7 6	2 0 7 9
12	16	4	9 0 4 5	19 1 9	4 3 0 0	15 1	3 5 6	4 6 0 0	4 4 3 7	16 3	8 4 1	4 6 8	5 0 8	5 8 7 0	4 3 2	3 6 8	2 5 4	2 1 5	2 6 5	2 2 7 2	10 9 4	19 7 0	2 1 2 1
14	18	4	9 0 5 3	2 0 8 1	4 0 8 0	15 1	3 8 1	4 3 8 0	4 2 0 7	17 3	8 9 2	5 2 9	5 5 9	5 7 7 7	4 3 2	4 0 3	2 7 9	2 2 5	2 7 5	2 3 1 2	11 7 0	2 1 3 2	2 1 6 1
16	20	6	10 6 8 6	2 2 9 7	5 10 0	17 6	5 0 8	5 4 0 0	5 2 1 4	18 6	9 9 4	5 9 2	6 10	6 9 6 2	5 5 9	4 5 4	3 0 5	2 5 0	2 8 7	2 5 8 3	12 8 5	2 3 4 8	2 4 0 7
18	24	6	10 8 2 1	2 5 4 5	5 10 0	17 6	4 0 8	5 4 0 0	5 2 0 8	19 2	10 9 5	6 4 9	6 8 6	7 0 2 8	5 5 9	4 8 5	3 4 3	2 5 7	3 0 6	2 5 8 3	13 8 6	2 5 9 6	2 4 0 7
20	24	6	110 8 1	2 7 9 7	5 10 0	17 6	4 0 8	5 4 0 0	5 2 0 0	2 0 0	12 0 0	7 0 8	7 6 2	7 1 9 6	5 5 9	5 1 9	3 8 1	2 6 5	3 2 7	2 6 0 3	15 9 3	2 8 4 8	2 4 2 7
24	30	8	12 4 0 8	3 2 2 1	5 7 0 0	2 0 2	6 10	6 0 0 0	5 7 8 6	2 1 4	14 0 7	8 2 4	8 6 4	8 2 0 9	6 6 0	6 0 5	4 3 2	3 0 0	3 4 1	2 7 0 4	17 7 8	3 2 7 2	2 5 0 2
30	34	10	14 6 1 8	3 9 8 1	7 0 0 0	2 2 7	6 10	7 3 0 0	7 0 4 0	2 6 0	16 6 4	10 2 2	1118	9 8 6 3	7 8 7	7 3 2	5 5 9	3 5 1	4 3 8	2 9 0 5	2 2 5 9	4 0 3 2	2 6 7 8
36	40	12	16 4 3 2	4 8 7 2	7 2 0 0	2 5 2	6 10	7 5 0 0	7 2 0 3	2 9 7	2 0 9 9	12 11	13 4 6	10 6 5 5	8 3 8	8 5 2	6 7 3	3 9 5	5 1 3	3 6 6 6	2 8 3 9	4 9 2 3	3 4 1 4
42	46	14	16 16 2	5 19 1	6 6 0 0	2 7 8	7 11	6 9 0 0	6 6 0 5	2 9 5	2 1 2 7	13 6 2	15 2 4	10 3 2 1	8 8 9	9 3 0	7 6 2	3 9 7	4 7 3	3 5 3 7	2 9 1 5	5 2 4 2	3 2 5 9
48	52	16	17 3 8 6	5 9 6 4	7 0 0 0	3 0 3	7 6 2	7 3 0 0	6 9 6 8	3 3 2	2 4 0 7	15 5 1	17 7 8	11 1 7 2	9 9 1	10 4 9	8 8 9	4 3 9	5 6 0	3 5 8 8	3 3 6 6	6 0 1 5	3 2 8 5

Tabla D.4



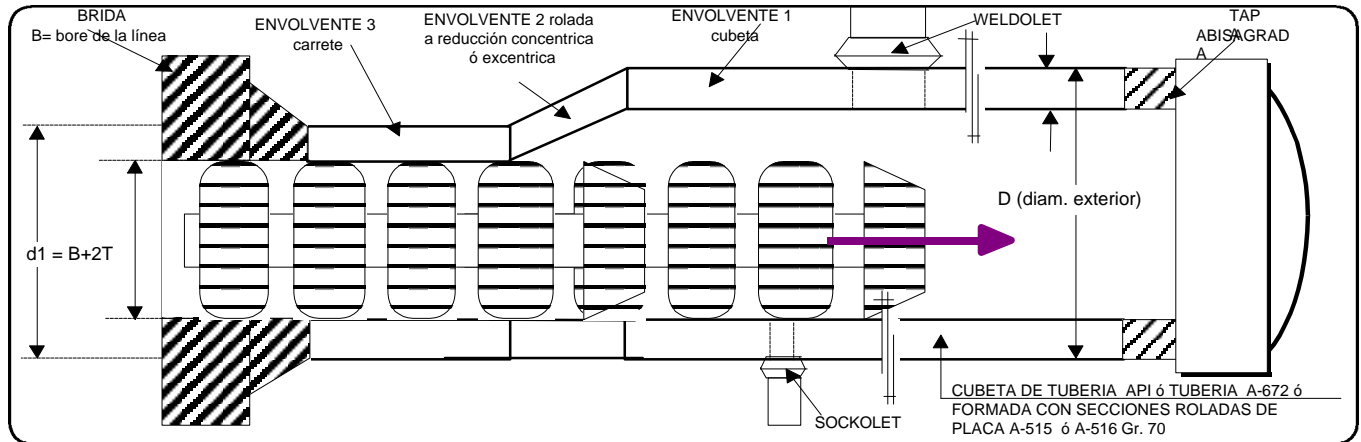
COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
PROY-NRF-030-PEMEX-2002

Rev.: 0

PÁGINA 109 DE 115



**OBSERVACIONES :**

DISEÑO Y FABRICACION DE ACUERDO ASME SECCION VIII Y IX. LAS UNIONES TANGENCIALES Y CIRCUNFERENCIALES ENTRE PLACAS SOLDADAS PARA FORMAR LA CUBETA, REDUCCION Y EL CARRETE Ó DUCTO DE TRANSICION DEBEN RADIOGRAFIARSE AL 100%, IGUAL PARA LAS UNIONES SOLDADAS ENTRE TUBO Y BRIDA PRINCIPAL DEL BARRILETE ASI COMO LAS DE ACOPLAMIENTO DE LAS DIVERSAS VALVULAS Y DERIVACIONES DEL PAQUETE, ASI COMO LA TAPA ABISAGRADA.

LOS ELEMENTOS SOLDADOS (WELDOLETS, SOCKOLETS, BOQUILLAS , MEDIOS COPLES, ETC. ) PARA BOQUILLAS Y DERIVACIONES SE DEBERAN INSPECCIONAR POR ULTRASONIDO EN SU TOTALIDAD .

**MATERIALES :**

ENVOLVENTES 1, 2 Y 3 .-A BASE DE TUBERIA API IGUAL A LA DE LA LINEA, O COMO ALTERNATIVA TUBERIA ASTM-A-672 GRADO B70 Ó C70 Ó PLACA A-515 Ó A-516 EN GRADO 70 AMBAS, ROLADA A FORMAR LAS ENVOLVENTES NECESARIAS.

BRIDAS Y CONEXIONES PARA DERIVACION .- FORJA DE ACERO EN ASTM-A694 Ó ASTM-A707 EN GRADO F DE ACUERDO A LA RESISTENCIA DE LA TUBERIA CONDUCTORA, ASTM-A105 Ó ASTM-A350 GRADO LF2 NORMALIZADOS.

TUBERIA PARA NIPLERIA O CARRETES EN RAMALES Y/Ó BOQUILLAS .- ASTM A106 GR. B NORMALIZADA,

TAPA ABISAGRADA .- EL ACERO AL CARBON FORJADO O TUBERIA QUE SE UTILICE PARA LA FABRICACION DE CUBO Y YUGOS, DEBERA SER DE ALTO GRADO EN LIMITE ELASTICO (HIGH YIELD) Y DE TOTAL COMPATIBILIDAD PARA SOLDARSE A TUBERIA (BARRIL Ó CUBETA Ó BY-PASS) API STD 5L PARA SERVICIO AMARGO O NO, DE ACUERDO A NORMAS NRF-001 O 002; LAS FORJAS ASTM-A694 Ó A707 SON LAS APROPIADAS, EN SEGUNDA INSTANCIA SE PUEDEN USAR LOS ACEROS FORJADOS A-105, Ó A350 GR. LF2 CUANDO LAS ENVOLVENTES SEAN DE PLACA A-515 Ó A516.

Figura D4. Diseño del barrilete de la trampa de diablos.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
PROY-NRF-030-PEMEX-2002

Rev.: 0

PÁGINA 110 DE 115

Tabla D.5. Dimensiones de la trampa de diablos.

P diseño Kg/cm <sup>2</sup>	P diseño Psi	D ext. cubeta Pulg.	T calc. Pulg.	T calc + corr Pulg.	T comercial Pulg. cubeta, reducción y carrete	
60	853	6	0.143	0.268	0.312	5/16
70	995	6	0.166	0.291	0.312	5/16
80	1138	6	0.189	0.314	0.375	3/8
90	1280	6	0.212	0.337	0.375	3/8
100	1422	6	0.235	0.360	0.375	3/8
60	853	8	0.190	0.315	0.375	3/8
70	995	8	0.221	0.346	0.375	3/8
80	1138	8	0.252	0.377	0.438	7/16
90	1280	8	0.283	0.408	0.438	7/16
100	1422	8	0.313	0.438	0.438	7/16
60	853	10	0.238	0.363	0.375	3/8
70	995	10	0.277	0.402	0.438	7/16
80	1138	10	0.315	0.440	0.438	7/16
90	1280	10	0.353	0.478	0.500	1/2
100	1422	10	0.391	0.516	0.562	9/16
60	853	12	0.285	0.410	0.438	7/16
70	995	12	0.332	0.457	0.500	1/2
80	1138	12	0.378	0.503	0.500	1/2
90	1280	12	0.424	0.549	0.562	9/16
100	1422	12	0.470	0.595	0.625	5/8
60	853	14	0.333	0.458	0.500	1/2
70	995	14	0.387	0.512	0.562	9/16
80	1138	14	0.441	0.566	0.625	5/8
90	1280	14	0.495	0.620	0.625	5/8
100	1422	14	0.548	0.673	0.688	11/16
60	853	16	0.380	0.505	0.562	9/16
70	995	16	0.442	0.567	0.625	5/8
80	1138	16	0.504	0.629	0.688	11/16
90	1280	16	0.565	0.690	0.750	3/4
100	1422	16	0.626	0.751	0.750	3/4
60	853	18	0.428	0.553	0.562	9/16
70	995	18	0.498	0.623	0.625	5/8
80	1138	18	0.567	0.692	0.750	3/4
90	1280	18	0.636	0.761	0.875	7/8
100	1422	18	0.704	0.829	0.875	7/8
60	853	20	0.476	0.601	0.625	5/8
70	995	20	0.553	0.678	0.688	11/16
80	1138	20	0.630	0.755	0.875	7/8
90	1280	20	0.707	0.832	0.875	7/8
100	1422	20	0.783	0.908	1.000	1
60	853	24	0.571	0.696	0.625	5/8
70	995	24	0.664	0.789	0.875	7/8
80	1138	24	0.756	0.881	1.000	1
90	1280	24	0.848	0.973	1.000	1
100	1422	24	0.939	1.064	1.125	1 1/8

ESPESOR  
PARA  
TUBO  
ASTM-672  
GRADO  
B70 Ó C70  
Ó PLACA  
ROLADA  
ASTM-515  
Ó ASTM-  
516  
GRADO 70



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,  
INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE DUCTOS TERRESTRES PARA  
TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
PROY-NRF-030-PEMEX-2002

Rev.: 0


PÁGINA 111 DE 115

Tabla D.5. (Continuación) Dimensiones de la trampa de diablos.

P diseño Kg/cm <sup>2</sup>	P diseño Psi	D ext. cubeta Pulg.	T calc. Pulg.	T calc + corr Pulg.	T comercial Pulg. cubeta, reducción y carrete	
60	853	30	0.713	0.838	0.875	7/8
70	995	30	0.830	0.955	1.000	1
80	1138	30	0.945	1.070	1.125	1
90	1280	30	1.060	1.185	1.250	1 1/8
100	1422	30	1.174	1.299	1.375	1 3/8
60	853	36	0.856	0.981	1.000	1
70	995	36	0.996	1.121	1.125	1 1/8
80	1138	36	1.134	1.259	1.375	1 3/8
90	1280	36	1.272	1.397	1.500	1 1/2
100	1422	36	1.409	1.534	1.625	1 5/8
60	853	42	0.999	1.124	1.125	1 1/8
70	995	42	1.161	1.286	1.375	1 3/8
80	1138	42	1.323	1.448	1.500	1 1/2
90	1280	42	1.484	1.609	1.625	1 5/8
100	1422	42	1.644	1.769	1.875	1 7/8
60	853	48	1.141	1.266	1.375	1 3/8
70	995	48	1.327	1.452	1.500	1 1/2
80	1138	48	1.512	1.637	1.750	1 3/4
90	1280	48	1.696	1.821	1.875	1 7/8
100	1422	48	1.878	2.003	2.000	2
60	853	52	1.236	1.361	1.375	1 3/8
70	995	52	1.438	1.563	1.625	1 5/8
80	1138	52	1.638	1.763	1.875	1 7/8
90	1280	52	1.837	1.962	2.000	2
100	1422	52	2.035	2.160	2.250	2 1/4

ESPESOR  
PARA  
TUBO  
ASTM-672  
GRADO  
B70 Ó C70  
Ó PLACA  
ROLADA  
ASTM-515  
Ó ASTM-  
516  
GRADO 70

**NOTA:** Para ver a detalle las características de los componentes que integraran un lanzador ó receptor de diablos, se deben consultar las hojas de datos técnicos de cada material, de las especificaciones generales de tubería y materiales para ductos de recolección, transporte e instalaciones terrestres desarrolladas en la Gerencia de Coordinación Técnica Operativa de la Región Sur (Subgca. de ingeniería y construcción).

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento PROY-NRF-030-PEMEX-2002</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 112 DE 115</b></p>
--	--	--

## ANEXO E

### Planos del proyecto

Los planos de proyecto deben contener la información mínima y los requisitos de escalas que se indican a continuación:

- a) Planos generales de trazo y localización a escala 1:100,000 indicando los linderos y nombres de los municipios y entidades federativas que se crucen. Asimismo, debe indicar la clasificación de localización de trazo del ducto y las longitudes que corresponden a cada una de las zonas.
- b) Planos de trazo a escala 1:4000 y por secciones que comprendan un máximo de 3 km de longitud de ducto en zonas despobladas y 1.5 km de ducto en zonas urbanas, indicando nombres, distancias, rumbo de los linderos, datos sobre la longitud y superficie que ocupará el derecho de vía en cada una de las propiedades o ejidos que cruza, incluyendo el cuadro de construcción en su caso, el cual debe contener los datos del alineamiento, datos de curvas horizontales en planta, coordenadas de los puntos de inflexión, principio de curva, principio de tangencia, longitud de curva, radio de la curva, deflexión, subtangentes, rumbos; además en el perfil, cotas del terreno natural, cota de la zanja, profundidad de zanja y kilometraje.
- c) Planos individuales de afectación de las propiedades o ejidos. La escala de estos planos se debe elegir de acuerdo a cada caso en particular, señalando distancias y rumbos, así como cuadro de construcción y las superficies por ocupar de cada predio.
- d) Planos de los caminos de acceso para vigilancia, operación y mantenimiento de ductos.
- e) Planos e isométricos de las instalaciones superficiales, incluyendo especificaciones y características de cada uno de los elementos que la componen.
- f) Con respecto a las obras especiales, la escala de los planos dependerá de la cantidad de información de cada caso y de los requisitos de las dependencias de gobierno que tengan a su cargo los derechos de vías correspondientes.

Además de lo anterior, los planos deben cumplir con los requisitos establecidos de forma, código de identificación, responsables, etc. indicados en la especificación P.1.0000.06.





COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

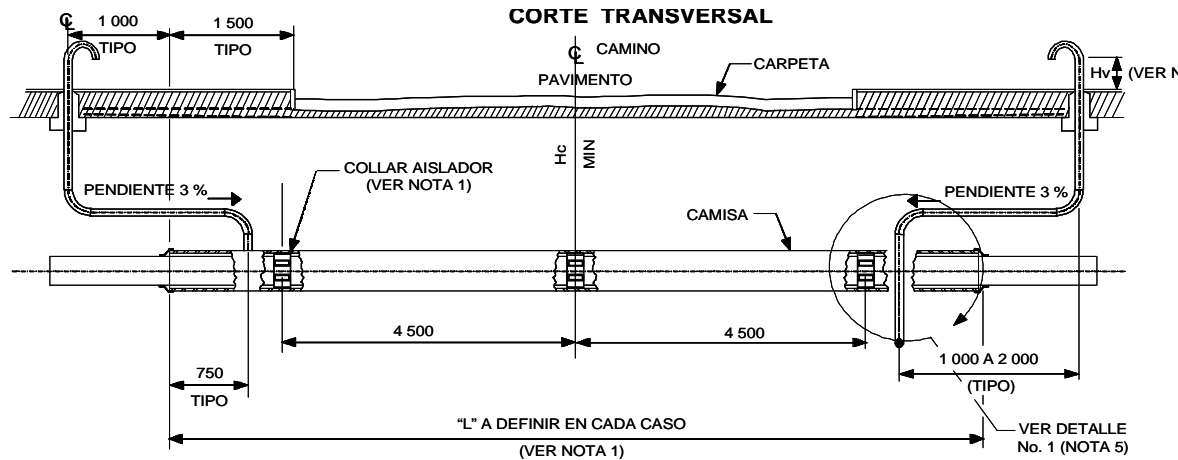
DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES  
PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

No. de Documento  
PROY-NRF-030-PEMEX-2002

Rev.: 0

PÁGINA 113 DE 115

Anexo F Camisa de Refuerzo



NOTAS:

- 1.- La camisa terminará a cada lado a de la ruta a una distancia de 1.5m medios em forma perpendicular al paño del camino.  
La profundidad mínima de la camisa (Hc) con respecto al lomo de esta se define como sigue:  
 $Hc = 1500$  a partir de la rasante del camino.
- 2.- La protección anticorrosiva de la camisa y parte enterrada de los venteos será igual a la utilizada en la tubería de conducción.
- 3.- Pintura, limpieza y preparación según especificación de pinturas H - 206.  
Cobertura de terminación; La parte no enterrada de la tubería de venteo se pintará con dos manos de esmalte sintético de aluminio.
- 4.- Todas las medidas están expresadas en mm.
- 5.- Las ventillas para inspección y limpieza de la camisa varían en proporción al diámetro de la camisa según lo siguiente:

DIAMETRO NOMINAL de la camisa (pulg)	DIAMETRO NOMINAL de la ventilla (pulg)
12 - 18	3
20 y mayor	4

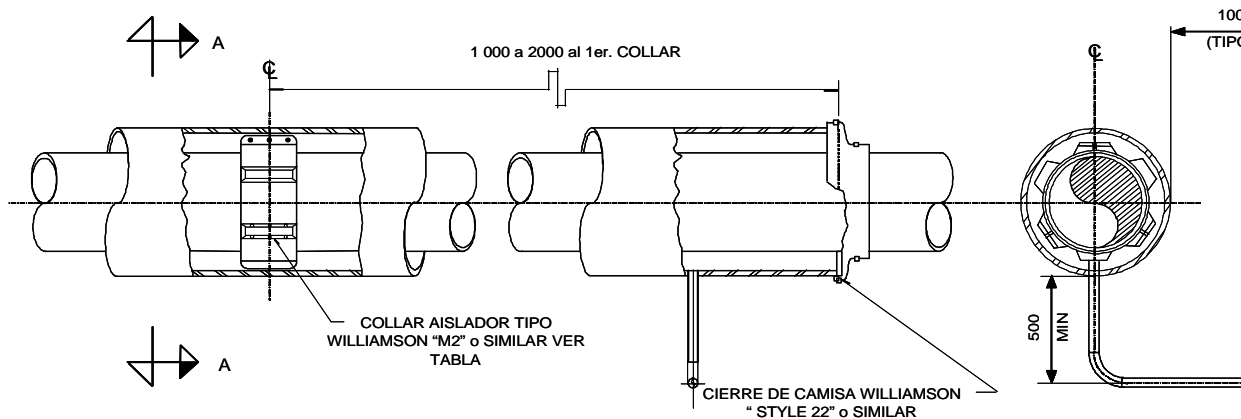
La altura (Hv) se considera como sigue:

- 2 000 campo
- 2 500 ciudad

Cuando la tubería de la camisa se encuentre a desnivel, invariablemente la ventilla que sale de la parte baja de ella debe colocarse en el extremo más bajo.

- 6.- Tanto la camisa como los venteos serán de especificación ASTM A - 53 Gr. B en cedula STD.
- 7.- Este cruce se efectúa dentro de la planta, sobre las coordenadas (Ver Plano Q - 313)
- 8.- La colocación de la camisa debe ser de conformidad con la Norma API -RP1102.

UBICACIÓN CIERRE DE CAMISA Y COLLAR AISLADOR




DETALLE 1

CORTE A

TABLA

TUBERÍA DE CONDUCCIÓN		TUBO CAMISA		DISTANCIA ENTRE COLLARES
DIAMETRO (Pulg)	φ EXTERIOR (mm)	DIAMETRO	φ EXTERIOR (mm)	
36"	914	42"	1067	4500

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b>	<b>No. de Documento PROY-NRF-030-PEMEX-2002</b>  <b>Rev.: 0</b>  <b>PÁGINA 114 DE 115</b>
--	---	---

## ANEXO G

### Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída

#### G.1 Longitud máxima permisible del área corroída.

Se debe utilizar el siguiente método para calcular la longitud máxima permisible del área corroída y aplicar sólo cuando la profundidad máxima de la picadura por corrosión es mayor del 10% y menor del 80% del espesor de pared nominal del tubo de acuerdo a la Fig. G1. Este método no es aplicable para corrosiones en la soldadura longitudinal y en la zona afectada por el calor.

$$L = 1.12B(Dt_n)^{1/2}$$

Esta fórmula se utiliza para valores de  $B \leq 4$ , donde B se obtiene de la siguiente expresión:

$$B = \sqrt{\left(\frac{c/t_n}{1.1c/t_n - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Donde:

L = Máximo tamaño longitudinal permisible del área corroída. Como se muestra en la Fig. G1, en mm (pulg.)

D = Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)

$t_n$  = Espesor de pared nominal del tubo, en mm (pulg.)

c = Máxima profundidad del área corroída, en mm (pulg.)

En caso de que B sea mayor que 4, se utilizará un valor de B=4 en la ecuación. Este valor también será aplicable, si la profundidad de corrosión se encuentra entre 10% y 17.5% del espesor de pared del tubo.

#### G.2 Presión máxima de operación.

Un ducto con corrosión localizada del tipo picaduras o áreas reparadas por esmerilado, en donde el material remanente del tubo no reúne los límites de profundidad y longitud de acuerdo a lo indicado anteriormente, debe reducir su presión de operación a valores confiables en lugar de sustituirla o repararla.

El cálculo de la presión máxima de operación debe basarse en la consideración del espesor de pared remanente efectivo del tubo. La reducción de la presión de operación se debe determinar mediante el empleo de las siguientes ecuaciones:

a) Cálculo del factor adimensional, G:


$$G = 0.893 \frac{L}{\sqrt{D t_n}}$$

donde:

L= Longitud del área corroída. Como se muestra en la Fig. F1 en **pulg. (mm)**.

D = Diámetro exterior (**pulg.**).

$t_n$  = Espesor nominal (**pulg.**).

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>No. de Documento</b> PROY-NRF-030-PEMEX-2002</p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 115 DE 115</b></p>
--	--	--

b) Para valores de "G" menores o iguales a 4.0 :

$$Pd = 1.1Pi \left[ \frac{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{c}{t_n} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{c}{t_n \sqrt{G^2 + 1}} \right)} \right]$$

donde:

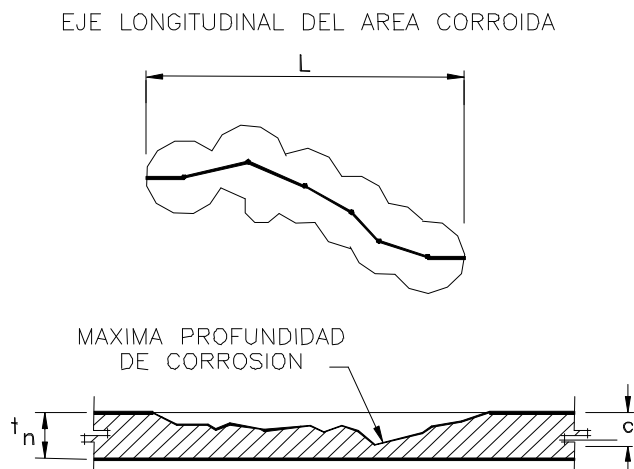
**Pd**= Presión interna manométrica reducida de diseño en **PSI (BAR)**, en caso de que **Pd** obtenido sea mayor de **Pi** se tomara el valor de **Pi**.

**Pi** = Presión interna manométrica de diseño original **PSI(BAR)**, basada en el espesor de pared nominal especificado del tubo.

**c** = Máxima profundidad del área corroída (**pulg.**).

c) Para valores de **G** mayores de 4.0:

$$Pd = 1.1Pi \left( 1 - \frac{c}{t_n} \right)$$



**Figura G1. Parámetros usados en el análisis de la resistencia de áreas corroídas**