


Número de documento NRF-030-PEMEX-2009	 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>
21 de julio de 2009	
PÁGINA 1 DE 104	<b>SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</b>

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

“Esta norma cancela y sustituye a la NRF-030-PEMEX-2006” del 11 de febrero del 2007



## HOJA DE APROBACIÓN

**ELABORA:**

**ING. LUIS ORTIZ HERNÁNDEZ**

COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

**PROPONE:**

**ING. JESÚS HERNÁNDEZ SAN JUAN**

VICEPRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN  
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

**APRUEBA:**

**DR. RAÚL ALEJANDRO LIVAS ELIZONDO**

PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

## CONTENIDO


CAPÍTULO	PÁGINA
0. INTRODUCCIÓN .....	6
1. OBJETIVO .....	7
2. ALCANCE.....	7
3. CAMPO DE APLICACIÓN .....	7
4. ACTUALIZACIÓN .....	7
5. REFERENCIAS .....	8
6. DEFINICIONES .....	11
7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.....	15
8. DESARROLLO.....	17
8.1 Diseño .....	17
8.1.1 Bases de usuario .....	17
8.1.2 Bases de diseño .....	18
8.1.3 Materiales .....	18
8.1.4 Solicitaciones .....	18
8.1.5 Consideraciones básicas para el cálculo de esfuerzos.....	19
8.1.6 Presión interna de diseño .....	20
8.1.7 Expansión y flexibilidad.....	25
8.1.8 Estabilidad .....	28
8.1.9 Conexiones ramal .....	28
8.1.10 Control de la corrosión.....	28
8.1.11 Requisitos adicionales para el diseño .....	29
8.1.12 Documentación entregable del proyecto .....	34
8.2 Construcción.....	35
8.2.1 Procedimientos de construcción y certificado de calidad .....	35

## CONTENIDO

<b>CAPÍTULO</b>		<b>PÁGINA</b>
<b>8.2.2</b>	Certificados de equipo y maquinaria .....	36
<b>8.2.3</b>	Materiales .....	36
<b>8.2.4</b>	Protección anticorrosiva en planta.....	37
<b>8.2.5</b>	Lastrado .....	37
<b>8.2.6</b>	Derecho de vía.....	37
<b>8.2.7</b>	Caminos de acceso .....	38
<b>8.2.8</b>	Excavación de zanja .....	38
<b>8.2.9</b>	Tendido .....	38
<b>8.2.10</b>	Doblado.....	38
<b>8.2.11</b>	Alineado .....	39
<b>8.2.12</b>	Calificación y certificación de los procedimientos de soldadura.....	39
<b>8.2.13</b>	Calificación y certificación de soldadores .....	44
<b>8.2.14</b>	Soldaduras de campo .....	44
<b>8.2.15</b>	Protección anticorrosiva en juntas de campo.....	45
<b>8.2.16</b>	Prueba dieléctrica del recubrimiento .....	45
<b>8.2.17</b>	Bajado y tapado .....	45
<b>8.2.18</b>	Empates.....	46
<b>8.2.19</b>	Prueba hidrostática .....	46
<b>8.2.20</b>	Limpieza interior.....	48
<b>8.2.21</b>	Inspección con diablo geómetra .....	48
<b>8.2.22</b>	Reacondicionamiento del derecho de vía.....	48
<b>8.2.23</b>	Señalización.....	49
<b>8.2.24</b>	Protección catódica.....	49
<b>8.2.25</b>	Obras especiales .....	49

## CONTENIDO

CAPÍTULO	PÁGINA
8.2.26 Sistema de protección interior del ducto.....	50
8.2.27 Documentación y registros entregables .....	50
<b>8.3 Inspección .....</b>	<b>51</b>
8.3.1 Inspección Nivel 1 .....	51
8.3.2 Inspección Nivel 2.....	53
8.3.3 Inspección Nivel 3.....	57
8.3.4 Inspección Nivel 4.....	57
8.3.5 Documentación y registros entregables .....	57
<b>8.4 Mantenimiento .....</b>	<b>58</b>
8.4.1 Mantenimiento preventivo.....	58
8.4.2 Mantenimiento correctivo.....	59
8.4.3 Documentación y registros entregables .....	64
<b>8.5 Seguridad industrial y protección ambiental .....</b>	<b>65</b>
<b>9. RESPONSABILIDADES.....</b>	<b>65</b>
9.1 Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y empresas filiales.....	65
9.2 Subcomité técnico de normalización de Pemex-Exploración y Producción.....	65
9.3 Contratistas y prestadores de servicios.....	66
<b>10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES .....</b>	<b>66</b>
<b>11. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>66</b>
<b>12. ANEXOS .....</b>	<b>68</b>
<b>Anexo A</b> Factores de intensificación de esfuerzos .....	68
<b>Anexo B</b> Conexiones ramal.....	74
<b>Anexo C</b> Señalización .....	83
<b>Anexo D</b> Planos del proyecto .....	100
<b>Anexo E</b> Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída.....	101
<b>Anexo F</b> Bardas perimetrales .....	104

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 6 DE 104</b>
---	---	--

## 0. INTRODUCCIÓN

En la actualidad Pemex cuenta con una importante 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 la obligación de contar 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.

Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas NMX-Z-013/1-1977.

Guía para la emisión de Normas de Referencia.

Políticas, Bases y Lineamientos en Materia de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas para Petróleos Mexicanos, 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.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 7 DE 104</b>
---	---	--

## 1. OBJETIVO

Establecer los requisitos técnicos para la contratación del 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, instalaciones superficiales, así como de las obras especiales, acometidas e interconexiones, 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 refinerías, 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 (ver Figura 1).

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

Para las instalaciones existentes, en caso de rehabilitaciones mayores, se deben aplicar los criterios establecidos en esta norma.


## 3. 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.

## 4. ACTUALIZACIÓN

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de Pemex-Exploración y Producción, quien debe programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas y en su caso, inscribirla dentro del Programa Anual de Normalización de Petróleos Mexicanos, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Sin embargo, esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada 5 años o antes, si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan. Las propuestas y sugerencias deben dirigirse por escrito a:

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 8 DE 104</b>
---	---	--

Pemex-Exploración y Producción.

Subdirección de Distribución y Comercialización.

Coordinación de Normalización.

Bahía de Ballenas 5, Edificio "D", PB., entrada por Bahía del Espíritu Santo s/n.

Col. Verónica Anzures, México D. F., C. P. 11 300


Teléfono directo: 1944-9286; Conmutador: 1944-2500 extensión 380-80; Fax: 3-26-54

Correo Electrónico: [ortizh@pep.pemex.com](mailto:ortizh@pep.pemex.com)

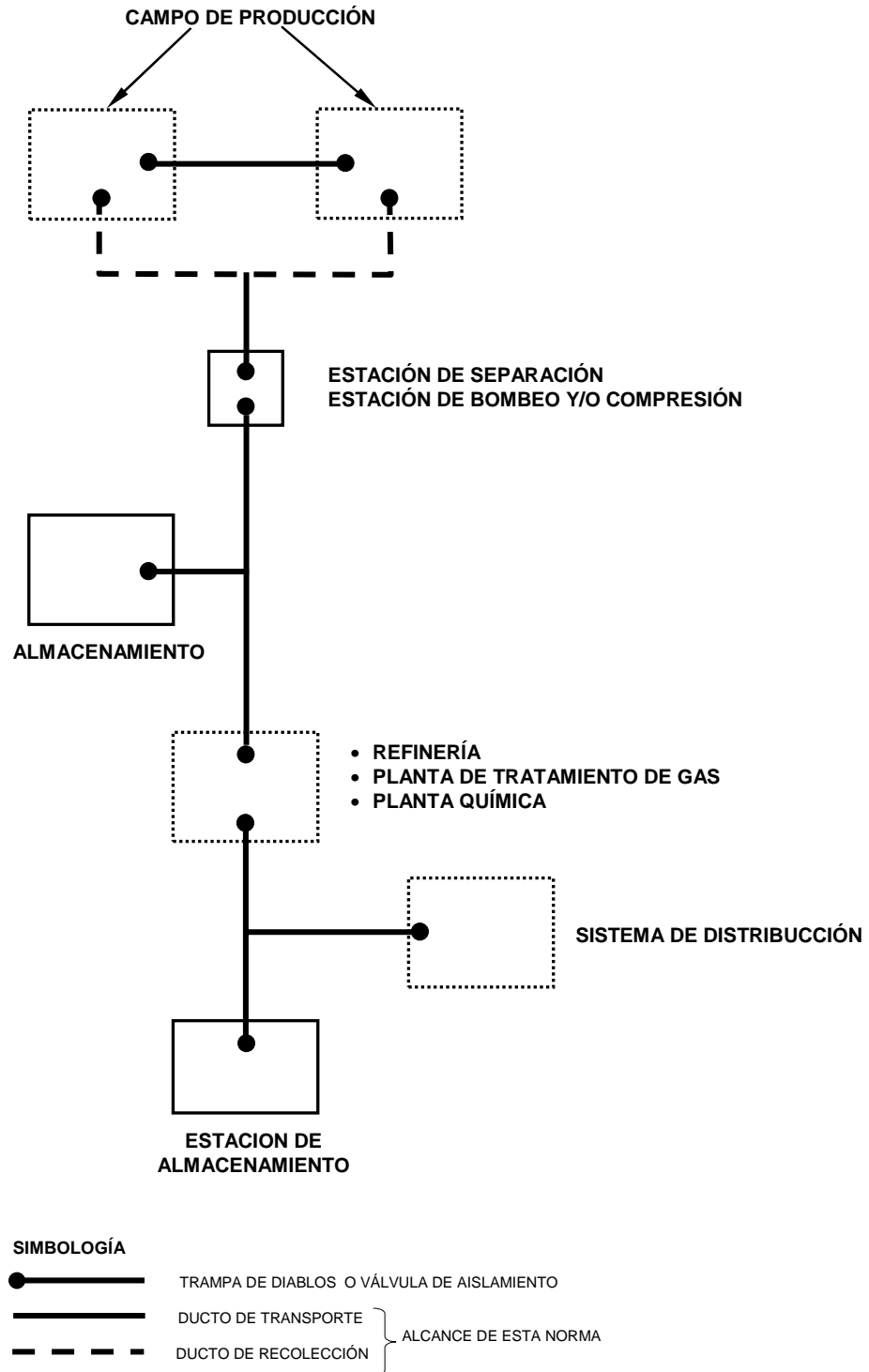
## 5. REFERENCIAS

- 5.1 NOM-006-STPS-2000** - Manejo y almacenamiento de materiales - Condiciones y procedimientos de seguridad.
- 5.2 NOM-023-STPS-2003** - Trabajos en minas - Condiciones de seguridad y salud en el trabajo.
- 5.3 NOM-026-STPS-1998** - Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- 5.4 NOM-027-STPS-2000** - Soldadura y corte: Condiciones de seguridad e higiene.
- 5.5 NOM-117-SEMARNAT-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.
- 5.6 ISO 14313:2007** - Petroleum and natural gas industries - Pipeline Transportation Systems - Pipeline Valves (Industrias del petróleo y gas natural - Sistemas de transportación por ductos – Válvulas para ductos).
- 5.7 NACE MR 0175/ISO 15156** - Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H<sub>2</sub>S - containing Environments in oil and gas production - Part 2: Cracking - resistant carbon and low alloy steels, and the use of cast irons. (Industrias del petróleo y gas natural - Materiales para uso en ambientes que contienen H<sub>2</sub>S en la producción de petróleo y gas - Parte 2: Aceros al carbón y de baja aleación resistentes al agrietamiento, y el uso del hierro).
- 5.8 NRF-001-PEMEX-2007** - Tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos.
- 5.9 NRF-004-PEMEX-2003** - Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos.
- 5.10 NRF-005-PEMEX-2000** - Protección interior de ductos con inhibidores.
- 5.11 NRF-009-PEMEX-2004** - Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento.
- 5.12 NRF-020-PEMEX-2005** - Calificación y certificación de soldadores y soldadura.




 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 9 DE 104</b>
---	---	--

- 5.13 NRF-026-PEMEX-2008** - Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas.
- 5.14 NRF-033-PEMEX-2003** - Lastre de concreto para tuberías de conducción.
- 5.15 NRF-047-PEMEX-2007** - Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica.
- 5.16 NRF-060-PEMEX-2006** - Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados.
- 5.17 NRF-084-PEMEX-2004** - Electrodo para soldadura para los sistemas de ductos e instalaciones relacionadas.
- 5.18 NRF-096-PEMEX-2004** - Conexiones y accesorios para ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
- 5.19 NRF-130-PEMEX-2007** - Sistemas de control supervisorio y adquisición de datos para ductos.
- 5.20 NRF-194-PEMEX-2007** - Testigos y probetas corrosimétricas.
- 5.21 NRF-211-PEMEX-2008** - Válvulas de compuerta y bola en líneas de transporte de hidrocarburos.
- 5.22 NRF-221-PEMEX-2008** - Trampas de diablos para líneas de conducción terrestres.




**Figura 1 Alcance de la Norma de Referencia**

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 11 DE 104</b>
---	---	---


## 6. DEFINICIONES

Para los fines de esta norma, así como para las actividades que se desarrollan en los trabajos relacionados con normatividad, se deben utilizar como definiciones las siguientes:


- 6.1 Abolladura:** Depresión en la superficie de la tubería.
- 6.2 Accesorios:** Válvulas, actuadores, sistemas de inyección de inhibidores, rectificadores, medidores, entre otros.
- 6.3 Acometida:** Porción de ducto utilizado para derivar el fluido de un ducto de transporte ó recolección hasta los límites de batería de las refinerías, plantas de tratamiento de gas, estaciones de compresión, bombeo y otras instalaciones que se requieren como parte del sistema de transporte.
- 6.4 Ánodo:** Elemento emisor de corriente eléctrica (electrodo) en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.
- 6.5 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.
- 6.6 Anomalía:** Cualquier daño mecánico, defecto o condiciones externas que puedan poner o no en riesgo la integridad del ducto.
- 6.7 Arrancadura:** Pérdida metálica sobre la pared exterior del ducto causado por el golpe de un objeto agudo.
- 6.8 Área efectiva del defecto:** Área efectiva de la pérdida por corrosión obtenida mediante el perfil de corrosión.
- 6.9 Bases de Diseño:** Es toda la información requerida para el desarrollo adecuado del proyecto.
- 6.10 Bases de Usuario:** Información proporcionada por el área interesada en la construcción, acerca de las necesidades y características que debe cumplir el sistema.
- 6.11 Camisas mecánicas:** dispositivos como grapas, abrazaderas de fábrica ó envoltentes atornilladas ó soldadas en la sección de la tubería.
- 6.12 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.
- 6.13 Conexiones:** Aditamentos que sirven para unir o conectar tubería, tales como: Tes, bridas, reducciones, codos, "tredelets", "weldolets", "socolets", entre otros.
- 6.14 Constricción:** Discontinuidad geométrica que se encuentra bajo un estado triaxial de esfuerzo.
- 6.15 Corrosión:** Degradación o deterioro de un material por efecto del electrolito o medio en que se encuentra, los metálicos como el acero sufren una reacción electroquímica debido a la interacción con el medio.
- 6.16 Corrosión generalizada:** Es una corrosión de tipo uniforme que presenta una pérdida de metal distribuida en toda o una parte de la superficie interna o externa de la tubería.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 12 DE 104</b>
---	---	---

- 6.17 Corrosión localizada:** Es una corrosión aislada en una superficie interna o externa del metal que podría en corto tiempo perforarla, puede presentarse con diversas dimensiones.
- 6.18 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.
- 6.19 Cruces:** Obra especial en el ducto que atraviesa en su ruta con una serie de obstáculos artificiales y naturales como son: ríos, lagos, pantanos, montañas, poblados, carreteras, vías férreas, tuberías, canales, entre otros.
- 6.20 Daño caliente (quemadura):** Es una alteración micro estructural del acero, con o sin pérdida de material, causada por el uso indebido del electrodo o soplete.
- 6.21 Daño mecánico:** Es aquel producido por un agente externo, ya sea por impacto, rayadura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.
- 6.22 Defecto:** Discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.
- 6.23 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.
- 6.24 Diablo:** Dispositivo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza y/o inspección del mismo.
- 6.25 Diablo de limpieza:** Herramienta para limpieza interior del ducto.
- 6.26 Diablo geómetra:** Equipo que se utiliza para verificar la existencia de abolladuras, dobleces, cambios de espesor y geometría interna del ducto.
- 6.27 Diablo instrumentado:** Equipo de inspección utilizado para registrar daños, defectos y espesores en la pared del ducto.
- 6.28 Ducto:** Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, entre otros, por medio del cual se transportan los hidrocarburos (Líquidos o Gases).
- 6.29 Ducto enterrado:** Es aquel ducto terrestre que está alojado bajo la superficie del suelo.
- 6.30 Ducto de recolección:** Es el ducto que colecta aceite y/o gas y agua de los pozos productores para su envío a una batería o estación de separación.
- 6.31 Ducto de transporte:** Es la tubería que conduce hidrocarburos en una fase o multifases, entre estaciones y/o plantas para su proceso, traslado en el que no se presenta ningún proceso físico o químico de los fluidos. Se consideran ductos de transporte los que se encuentran dentro de estaciones de: bombeo, compresión y almacenamiento.
- 6.32 Ducto no restringido:** Ducto o tramo de tubería que no tiene restricción axial y por tanto permite las deformaciones axiales.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 13 DE 104</b>
---	---	---

- 6.33 Ducto restringido:** Ducto o tramo de tubería que debido a sus condiciones en los extremos tiene restricción o limitación para permitir deformaciones axiales.
- 6.34 Ducto sumergido:** Es aquel ducto terrestre que debido a su trayectoria puede encontrarse sobre el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc entre otros) o enterrado en él.
- 6.35 Esfuerzo:** Es la relación entre la fuerza aplicada y el área de aplicación, se expresa en kPa o lb/pulg<sup>2</sup>.
- 6.36 Esfuerzo tangencial o circunferencial:** Es el esfuerzo ocasionado en la pared de la tubería por la presión interna de un fluido, se expresa en kPa o lb/pulg<sup>2</sup>.
- 6.37 Espesor nominal de pared:** Es el espesor de pared de la tubería que es especificada por las normas de fabricación.
- 6.38 Grieta:** Discontinuidad del material interior o exterior que no ha llegado a traspasar el espesor de pared de la tubería.
- 6.39 Inhibidor de corrosión:** Compuesto químico que se dosifica al fluido transportado para disminuir y controlar la velocidad de corrosión.
- 6.40 Instalación superficial:** Tramo de ducto no enterrado utilizado en troncales, válvulas de seccionamiento, trampas de envío y recibo de diablos, pasos aéreos, entre otros.
- 6.41 Interconexión:** Porción de ducto utilizado para interconectar ductos de transporte, ductos de recolección o trampas de diablos.
- 6.42 Junta de aislamiento:** Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.
- 6.43 Lingada:** Sección de tubería de longitud variable, formada por tramos soldados a tope de manera circunferencial.
- 6.44 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.
- 6.45 Mantenimiento preventivo:** Actividades llevadas a cabo a intervalos predeterminados o de acuerdo a criterios prescritos o como una recomendación emanada del resultado de una actividad predictiva, para reducir la probabilidad de falla o la degradación del funcionamiento por debajo de los límites aceptables de operación, seguridad y diseño de un ducto, componente o accesorio.
- 6.46 Obras especiales:** Son todas aquellas obras diferentes a la línea regular como son: área de trampas de diablos, área de válvulas de seccionamiento, cruces, entre otros, las cuales requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.
- 6.47 Penetrómetro:** Dispositivo usado para determinar el nivel de calidad radiográfico. No está destinado para usarse en la evaluación del tamaño, ni para establecer límites de aceptación de las discontinuidades.
- 6.48 Perfil de Corrosión:** Conjunto de lecturas que define el contorno de profundidades de una región con pérdida de espesor por corrosión en la pared de un ducto.

 <p><b>PEMEX</b> Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 14 DE 104</b></p>
--	--	---

**6.49 Picadura:** Corrosión localizada confinada a un punto o un área pequeña, la cual tiene forma de cavidad y que en corto plazo puede traspasar el espesor del material afectado.

**6.50 Presión interna de diseño (Pi):** Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual a 1,1 veces la presión de operación máxima.

**6.51 Presión de operación máxima (P<sub>OM</sub>):** Es la presión máxima a la que se espera que un ducto sea sometido durante su operación.

**6.52 Presión Interna:** Es la presión generada en las paredes internas de la tubería por efecto del fluido transportado.

**6.53 Protección catódica:** Método electroquímico de prevención para proteger ductos enterrados y/o sumergidos de 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 de alguna fuente propia del sistema.

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

**6.55 Rayos Gamma:** Radiación electromagnética emitida continuamente por fuentes radioactivas.

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

**6.57 Rehabilitaciones Mayores:** Son las actividades de sustitución o modificación de partes de los sistemas para el transporte y recolección de hidrocarburos y petroquímicos, en estado líquido o gaseoso.

**6.58 Reparación definitiva:** Es el reemplazo de la sección del ducto que está fuera de norma.

**6.59 Reparación permanente:** Es el reforzamiento de una sección de la 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.

**6.60 Reparación provisional:** Es la acción de colocar envoltantes tales como grapas de fábrica o improvisadas atornilladas en la sección de la tubería que contiene un daño o defecto.


**6.61 Sanidad:** Condición de un ducto cuyo material base y/o soldadura no contiene defectos.

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

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

**6.64 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.

**6.65 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.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 15 DE 104</b>
---	---	---

**6.66 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.

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

**6.68 Temperatura de transición dúctil-frágil (TTDF):** Temperatura a la cual un material presenta cambio de un comportamiento dúctil a frágil.

**6.69 Tenacidad:** Capacidad de un metal para absorber energía durante el proceso de fractura. Se considera una Baja Tenacidad cuando el valor es igual o menor a 20 lbs-pie.

**6.70 Tramo corto:** Sección "spool" o secciones de tubería unidas por una o más soldaduras circunferenciales de campo, con o sin conexiones. Puede ser parte de un ducto que se utiliza en cruces de cuerpos de agua (ríos o lagunas), claros libres, reparaciones de ductos o a la llegada y salida en válvulas de seccionamiento o trampas de diablos. Un tramo corto no debe ser mayor de 500 m.

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

**6.72 Tubería:** Componente tubular que se utiliza para construir un sistema de ductos, tal componente puede ser fabricado de diferentes materiales.

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

**6.74 Válvula de seccionamiento:** Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto.

**6.75 Velocidad de corrosión:** Es la pérdida de material metálico por unidad de tiempo, expresada en mm/año (pulg/año).

**6.76 Zona Rural:** Área que tiene las mismas características de Clase de Localización 1 y 2.

**6.77 Zona Urbana:** Área que tiene las mismas características de Clase de Localización 3 y 4.

## 7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

**A** Área de la sección transversal de acero de la tubería, en mm<sup>2</sup> (pulg<sup>2</sup>).

**ASME** American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).

**ASNT** American Society for Nondestructive Testing (Sociedad Americana de Pruebas No Destructivas).

**cm** centímetros.

**D** Diámetro exterior nominal de la tubería, en mm (pulg).

**DN** Nominal size (Diámetro nominal).

**E** Módulo de elasticidad del acero, en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).

**ema** Entidad Mexicana de Acreditación.

<b>ERW</b>	Electric Resistance Welded (Soldadura por resistencia eléctrica).
<b>f<sub>CP</sub></b>	Factor de capacidad permisible por presión interna de diseño.
<b>f<sub>TEMP</sub></b>	Factor de diseño por temperatura.
<b>f<sub>DIS</sub></b>	Factor de diseño por presión interna.
<b>F<sub>S</sub></b>	Fuerza cortante aplicada al ducto, en N (lbs).
<b>i<sub>i</sub></b>	Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión en el plano del miembro.
<b>i<sub>o</sub></b>	Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión fuera de o transversal al plano del miembro.
<b>m</b>	metros.
<b>mm</b>	milímetros.
<b>M<sub>i</sub></b>	Momento de flexión en el plano del miembro, en N-mm (lb-pulg).
<b>M<sub>o</sub></b>	Momento de flexión fuera de o transversal al plano del miembro, en N-mm (lb-pulg).
<b>M<sub>t</sub></b>	Momento de torsión, en N-mm (lb-pulg).
<b>M<sub>o</sub></b>	Momento flexionante aplicado al ducto, en N-mm (lb-pulg).
<b>NPS</b>	Nominal pipe size (Diámetro nominal de la tubería).
<b>P<sub>i</sub></b>	Presión interna de diseño, en kPa (lb/pulg <sup>2</sup> ).
<b>P<sub>OM</sub></b>	Presión de operación máxima.
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos.
<b>SAWH</b>	Submerged Arc-Welded Helical (Soldadura helicoidal por arco sumergido).
<b>SAWL</b>	Submerged Arc-Welded Longitudinal (Soldadura longitudinal por arco sumergido).
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition (Sistema de Control y Adquisición de Datos).
<b>SMYS</b>	Specified Minimum Yield Strength (Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado), en kPa (lb/pulg <sup>2</sup> ).
<b>S<sub>L</sub></b>	Esfuerzo longitudinal, en kPa (lb/pulg <sup>2</sup> ).
<b>S<sub>h</sub></b>	Esfuerzo circunferencial debido a la presión del fluido, en kPa (lb/pulg <sup>2</sup> ).
<b>S<sub>eq</sub></b>	Esfuerzo equivalente, en kPa (lb/pulg <sup>2</sup> ).
<b>S<sub>F</sub></b>	Esfuerzo de flexión equivalente, en kPa (lb/pulg <sup>2</sup> ).
<b>S<sub>S</sub></b>	Esfuerzo cortante, en kPa (lb/pulg <sup>2</sup> ).



<b>t</b>	Espesor de pared de diseño por presión interna, en mm (pulg)
<b>t<sub>c</sub></b>	Espesor de pared adicional por corrosión, en mm (pulg).
<b>t<sub>r</sub></b>	Espesor mínimo requerido por presión interna, en mm (pulg).
<b>t<sub>nom</sub></b>	Espesor nominal, en mm (pulg).
<b>Tr</b>	Torsión aplicada al ducto, en N-mm (lb-pulg).
<b>T<sub>1</sub></b>	Temperatura en el momento de la instalación de la tubería, en °C (°F).
<b>T<sub>2</sub></b>	Temperatura máxima o mínima de operación, en °C (°F).
<b>Z</b>	Módulo de sección de la tubería, en mm <sup>3</sup> (pulg <sup>3</sup> ).
<b>α</b>	Coefficiente lineal de expansión térmica, en mm/mm/°C (pulg/pulg/°F).
<b>v</b>	Relación de Poisson = 0,30 para el acero.
<b>°</b>	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 considerar los criterios indicados en esta norma 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 que el ducto debe cumplir. La mínima información que debe contener este documento es:

- a) Descripción de la obra.
- b) Alcance del proyecto.
- c) Localización.
- d) Condiciones de operación.
- e) Características del fluido a transportar.
- f) Información sobre el derecho de vía ó sugerencia de trazo.
- g) Condiciones de mantenimiento.
- h) Instrumentación y dispositivos de seguridad.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 18 DE 104</b>
---	---	---

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:

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

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

El diseñador es responsable de seleccionar los componentes que deben conformar el sistema de transporte y éstos deben ser capaces de soportar las condiciones de operación del sistema, así como, las características del fluido transportado sin demeritar la seguridad. Los materiales 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.** La tubería que se utilice en el diseño de ductos terrestres para servicio amargo y no amargo, debe cumplir con la NRF-001-PEMEX-2007.

**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, marcado, componentes y calidad, indicados en la NRF-096-PEMEX-2004.

**8.1.3.3 Válvulas.** Las válvulas de bola y compuerta deben satisfacer los requisitos de composición química, capacidad mecánica, fabricación, marcado, componentes y calidad indicados en la NRF-211-PEMEX-2008. Las válvulas de retención (check) deben cumplir con la norma ISO 14313.

### 8.1.4 Solicitaciones

**8.1.4.1 Presión interna de diseño.** Todos los ductos deben diseñarse para soportar una presión interna de diseño la cual debe ser igual a 1.1 veces 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.

 <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>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 19 DE 104</b></p>
--	--	--

**8.1.4.2 Cargas vivas.** El diseño debe incluir 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.** El diseño debe incluir el peso propio del ducto, componentes o accesorios, recubrimientos y relleno de la zanja.

**8.1.4.4 Cargas dinámicas.** El diseño debe considerar las cargas dinámicas y los esfuerzos que éstas producen en la tubería. Estas incluyen sismo, impacto, movimiento del suelo, vibración debida a los vórtices generados por corriente.

**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.

**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 ducto y en aquellos tramos que, debido a su disposición, se encuentren soportando ciertos elementos que 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, entre otros.
- 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 la 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 de la tubería: En los cálculos de flexibilidad, deben usarse dimensiones nominales de la tubería y de las conexiones.
- d) Esfuerzos en curvas, dobleces y curvas de expansión: El cálculo de los esfuerzos del ducto 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°.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 20 DE 104</b>
---	---	---

**8.1.5.1 Cargas en elementos que soportan tubería.** Se deben diseñar y evaluar mecánicamente los elementos estructurales que soporten al ducto cuando se requieran para obras especiales, considerando las cargas y momentos presentes.

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

- 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 ducto. Las abrazaderas del ducto 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 por ciento del esfuerzo de cedencia 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 por ciento del esfuerzo de cedencia mínimo especificado (SMYS), los soportes o anclajes estructurales deben soldarse a un elemento que rodee completamente a la tubería. Cuando sea necesario proporcionar mayor firmeza al sistema de fijación, como es el caso de un anclaje, la tubería puede ser soldada únicamente al miembro de sujeción que lo rodea y, el soporte al miembro que rodea a la tubería y no a la tubería. La conexión de la tubería 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 debe 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 de diseño.**

La tubería y sus componentes deben diseñarse para una presión interna de diseño (Pi) igual a 1,1 veces la presión de operación máxima (POM) a régimen constante tanto para hidrocarburos líquidos como gaseosos, la cual no debe ser menor a la presión de la carga hidrostática en cualquier punto del ducto en una condición estática.

La presión interna de diseño para los sistemas de tuberías de acero o el espesor de pared nominal para una presión de diseño dada, será determinado por la siguiente expresión basada en la fórmula de Barlow.

$$P_i = \frac{2t(SMYS)f_{CP}}{D} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

- Pi = Presión interna de diseño, en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en mm (pulg.)
- t = Espesor de pared de acero de la tubería, en mm (pulg.).
- SMYS = Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado (Specified Minimum Yield Strength), en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- f<sub>CP</sub> = Factor de capacidad permisible por presión interna de diseño.

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

$$f_{CP} = f_{DIS} f_{TEMP} f_{JL} \dots\dots\dots(2)$$

Donde:


- f<sub>DIS</sub> = Factor de diseño por clase de localización que depende del tipo de fluido transportado, de acuerdo a la sección 8.1.6.1 para Gas (Ver Tabla 3 y 4) y 8.1.6.2 para Líquido.
- f<sub>TEMP</sub> = Factor de diseño por temperatura, (Ver Tabla 1).
- f<sub>JL</sub> = Factor de junta longitudinal, (Ver Tabla 2).

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>)**

Tipo de Tubería	Factor de junta longitudinal (f <sub>JL</sub> )
Soldadura longitudinal por arco sumergido (SAWL)	1,0
Soldadura por resistencia eléctrica (ERW)	1,0
Soldadura helicoidal por arco sumergido (SAWH)	1,0

**Tabla 2 Factor de junta longitudinal (f<sub>JL</sub>)**

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 22 DE 104</b>
---	---	---

### 8.1.6.1 Gas

**8.1.6.1.1 Clasificación por clase de localización.** El área unitaria debe ser la base para determinar la clasificación por clase de localización en ductos que transportan gas, la cual comprende una zona de 1 600 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.

**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 tengan 46 o más construcciones destinadas a ocupación humana.
- b) Cuando exista una o más construcciones a menos de 90 m (0,056 millas) 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 m (0,062 millas) 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 m (0,062 millas), 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 m (0,062 millas) o menos haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas (ductos de agua, eléctricos, drenajes, entre otros), 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. Cuando exista un cruce de carretera con tráfico intenso, considerar 200 m antes y 200 m después a partir de los límites de la misma.

**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 m (0,124 millas) 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 1 600 m (1 milla), la clasificación debe ser asignada de acuerdo a la que corresponda a un ducto de 1 600 m (1 milla) de longitud que atraviese la misma área.

**8.1.6.1.2 Factores de diseño.** Los factores de diseño a utilizarse en el cálculo de la presión interna de diseño para ductos que transportan gas, se muestran en las Tablas 3 y 4.

**8.1.6.2 Líquido.** El factor de diseño ( $f_{DIS}$ ) a utilizarse en el cálculo de la presión interna de diseño para ductos que transportan líquidos es de 0,72.

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

**8.1.6.3 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:

$$t_r = t + t_c \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

- $t_r$  = Espesor mínimo requerido por presión interna, en mm (pulg).
- $t$  = Espesor de diseño por presión interna (Ver 8.1.6.3.1), en mm (pulg).
- $t_c$  = Espesor de pared adicional por corrosión (Ver 8.1.6.3.2), en mm (pulg).

El espesor comercial ( $t_{com}$ ) debe seleccionarse a partir del espesor mínimo requerido ( $t_r$ ). A éste espesor comercial, se le debe restar el porcentaje por tolerancia de fabricación (ver 8.1.6.3.3), esta diferencia debe ser mayor o igual al espesor mínimo requerido. En caso contrario se debe seleccionar el espesor inmediato superior que se fabrique.

$$t_r \leq t_{com} - t_{fab} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

- $t_{com}$  = Espesor comercial para presión interna, en mm (pulg).
- $t_{fab}$  = Espesor de tolerancia por fabricación (Ver 8.1.6.3.3), en mm (pulg).

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

**8.1.6.3.2 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 cada año de vida útil considerada en el diseño.

El espesor adicional por corrosión es suplementario al espesor de diseño por presión interna ( $t$ ) e independiente de los sistemas considerados más adelante en 8.1.10 para la prevención y control de corrosión interior y exterior.

**8.1.6.3.3 Espesor de tolerancia por fabricación.** Se debe obtener en función de los valores de porcentaje de tolerancia que se muestran en la Tabla 5.

Diámetro exterior mm (pulg) y tipo de tubería	PORCENTAJE DE TOLERANCIA (%)	
	GRADO B O MENOR	GRADO X42 O MAYOR
73,0 (2,875) y menores con y sin costura	12,5	12,5
Mayores que 73,0 (2,875) pero menores que 508,0 (20) con y sin costura	12,5	12,5
508,0 (20) y mayores con costura	12,5	8,0
508,0 (20) y mayores sin costura	12,5	10,0

**Tabla 5 Porcentaje de tolerancia por fabricación en el espesor de pared**

**8.1.6.3.4 Revisión de espesor por otras condiciones.** El espesor nominal de pared requerido por presión interna ( $t_r$ ), debe proporcionar capacidad a la tubería para soportar otros efectos, producto de las solicitaciones 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.



### 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, mayores a los permisibles indicados en esta sección, 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 no restringidos 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 expansión, se deben instalar anclas de resistencia y rigidez suficiente para soportar las fuerzas en los extremos debidas a la presión del fluido 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 longitudinal.** 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.

- a) Esfuerzo longitudinal debido a presión interna en ductos restringidos:

$$S_p = \nu S_h \dots\dots\dots(5)$$

Donde:

- $\nu$  = Relación de Poisson = 0,30 para el acero.
- $S_h$  = Esfuerzo circunferencial o tangencial

- b) Esfuerzo longitudinal debido a presión interna en ductos no restringidos:

$$S_p = \frac{S_h}{2} \dots\dots\dots(6)$$

- c) Esfuerzo longitudinal debido a expansión térmica en ductos restringidos:

$$S_T = E\alpha(T_2 - T_1) \dots\dots\dots(7)$$

Donde:

- $E$  = Módulo de elasticidad del acero, en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- $\alpha$  = Coeficiente lineal de expansión térmica, en mm/mm/°C (pulg/pulg/°F).
- $T_1$  = Temperatura en el momento de la instalación de la tubería, en °C (°F).
- $T_2$  = Temperatura máxima o mínima de operación, en °C (°F).

- d) Esfuerzo flexionante nominal en tramos rectos o curvaturas de radio largo, debido a peso propio y otras cargas externas:

$$S_F = \frac{M}{Z} \dots\dots\dots(8)$$

Donde:

M = Momento de flexión transversal de la tubería, en N-mm (lb-pulg).

Z = Módulo de sección de la tubería, en mm<sup>3</sup> (pulg<sup>3</sup>).

- e) Esfuerzo flexionante nominal en accesorios y componentes, debido a peso propio y otras cargas externas:

$$S_F = \frac{M_R}{Z} \dots\dots\dots(9)$$

Donde:

M<sub>R</sub> = Momento transversal resultante intensificado del accesorio o componente, calculado con la siguiente expresión:

$$M_R = \sqrt{(0,75i_i M_i)^2 + (0,75i_o M_o)^2 + M_t^2} \dots\dots\dots(10)$$

Donde:

M<sub>i</sub> = 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<sub>i</sub> = Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión en el plano del miembro (ver Anexo A).

M<sub>o</sub> = Momento de flexión fuera del plano del miembro, en N-mm (lb-pulg).

i<sub>o</sub> = Factor de intensificación del esfuerzo bajo flexión fuera del plano del miembro (ver Anexo A).

M<sub>t</sub> = Momento torsional, en N-mm (lb-pulg).

Se debe cumplir que el producto 0,75i ≥ 1,0

- f) Esfuerzo longitudinal debido a carga axial diferente de la expansión térmica y de la presión:

$$S_X = \frac{R}{A} \dots\dots\dots(11)$$

Donde:

R = Componente axial de la fuerza externa, en N (lbs).

A = Área de la sección transversal de la tubería, en mm<sup>2</sup> (pulg<sup>2</sup>).

**Ductos restringidos:** El esfuerzo longitudinal total o neto en ductos restringidos es:

$$S_L = S_P + S_T + S_X + S_F \dots\dots\dots(12)$$

**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:

$$S_L = S_P + S_X + S_F \dots\dots\dots (13)$$

**8.1.7.1.1 Esfuerzo permisible.** 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 ducto bajo cargas funcionales y ambientales no excedan los valores permisibles que a continuación se indican.

- a) Ductos restringidos. El esfuerzo longitudinal ( $S_L$ ) calculado para un espesor nominal de la pared de la tubería para ductos restringidos, no debe exceder el valor:

$$S_L \leq 0,9f_{TEMP}(SMYS) \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

$f_{TEMP}$  = Es el factor de diseño por temperatura que se indica en la Tabla 1.

- b) Ductos no restringidos. El límite máximo del esfuerzo longitudinal calculado ( $S_L$ ), está dado por:

$$S_L \leq 0,75f_{TEMP}(SMYS) \dots\dots\dots (15)$$

**8.1.7.2 Esfuerzos combinados.** El esfuerzo combinado o equivalente está dado mediante la siguiente expresión con base al esfuerzo combinado de Von Mises:

$$S_{eq} = [S_h^2 - S_L S_h + S_L^2 + 3S_s^2]^{1/2} \dots\dots\dots (16)$$

Donde:

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

$$S_h = \frac{PD}{2t} \dots\dots\dots (17)$$


Donde:

- P = Presión interna, en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en mm (pulg).
- t = Espesor de pared de acero de la tubería, en mm (pulg).
- $S_L$  = Esfuerzo longitudinal, en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- $S_s$  = Esfuerzo cortante combinado (debido a torsión y fuerza cortante), en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).

$$S_s = \frac{Tr}{2Z} + \frac{2F_s}{A} \dots\dots\dots (18)$$

Donde:

- $F_s$  = Fuerza cortante aplicada al ducto, en N (lbs).
- Tr = Torsión aplicada al ducto, en N-mm (lb-pulg).
- Z = Módulo de sección de la tubería, en mm<sup>3</sup> (pulg<sup>3</sup>).

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 28 DE 104</b>
---	---	---

A = Area de la sección transversal de la tubería, en mm<sup>2</sup> (pulg<sup>2</sup>).

**8.1.7.2.1 Esfuerzo permisible:** El esfuerzo permisible en un ducto sujeto a esfuerzos combinados es:

$$S_{eq} \leq 0,9f_{TEMP} (SMYS) \text{ (Cargas de larga duración) } \dots\dots\dots (19)$$

$$S_{eq} \leq 1,0f_{TEMP} (SMYS) \text{ (Cargas ocasionales de corta duración) } \dots\dots\dots (20)$$

Donde:

f<sub>TEMP</sub> = es el factor de diseño por temperatura que se indica en la Tabla 1.

**8.1.8 Estabilidad**

Todos los ductos sumergidos o aquellos tramos localizados en zonas pantanosas, áreas inundadas, áreas inundables, cruces de ríos, entre otros, 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 norma de referencia NRF-033-PEMEX-2003, con un espesor mínimo de 25 mm, anclajes puntualmente espaciados o enterrado del tramo, para cualquier diámetro y espesor de tubería.

Deben tomarse consideraciones especiales en aquellos ductos instalados en suelos flojos, que crucen diques, entre otros, 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 la NRF-096-PEMEX-2004, 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 cedencia mínimo especificado del cabezal y el ducto 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 las medidas necesarias para el control de la corrosión interna y externa de la tubería, de acuerdo a las condiciones del sistema de ductos, el medio en el cual se encuentre y a lo indicado en los incisos subsecuentes de este apartado.

**8.1.10.1 Control de la corrosión exterior.** El control de la corrosión exterior de los ductos debe realizarse mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos específicos para tuberías enterradas o sumergidas, así como para tuberías aéreas en instalaciones superficiales (ver 8.1.10.1.1), que se debe complementar con un sistema de protección catódica (ver 8.1.10.1.2).

**8.1.10.1.1 Recubrimiento anticorrosivo.** La protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas, debe cumplir con los requisitos indicados en la NRF-026-PEMEX-2008.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 29 DE 104</b>
---	---	---

La protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías aéreas, debe cumplir con los requisitos indicados en la NRF-004-PEMEX-2003.

**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, así como de las características y condiciones de operación de los sistemas de protección catódicas existentes. En caso de no contar PEMEX con esta información, el diseñador debe efectuar los trabajos correspondientes al estudio y pruebas de la protección catódica de los ductos existentes para considerarlo en el diseño del sistema de protección catódica del ducto nuevo. El diseño e instalación de la protección catódica debe realizarse de acuerdo a lo indicado en la norma de referencia NRF-047-PEMEX-2007.

**8.1.10.2 Control de la corrosión interior.** El control de la corrosión interna de los ductos debe de contemplar la instalación de niples de evaluación e inyección de inhibidores de corrosión, cumpliendo con los requisitos que se mencionan en la norma de referencia NRF-005-PEMEX-2000.

#### **8.1.11 Requisitos adicionales para el diseño**

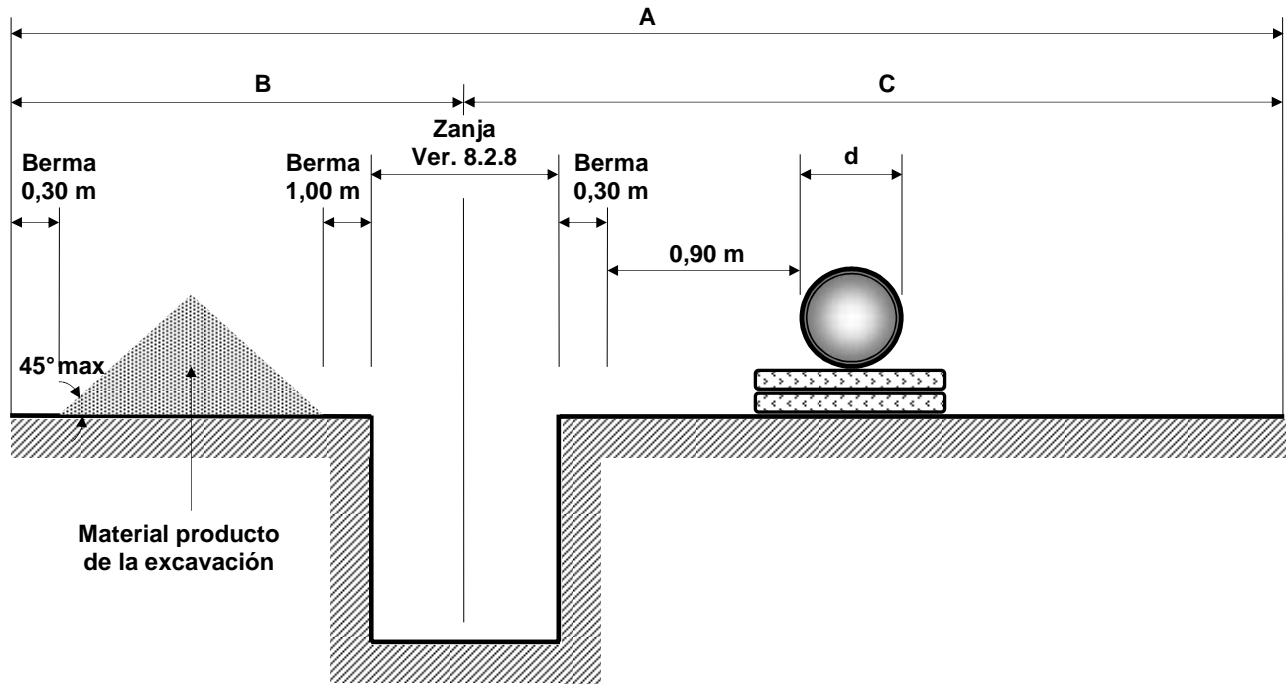
**8.1.11.1 Derecho de vía.** El ancho mínimo del derecho de vía debe ser de 10 a 25 m, de acuerdo a la Figura 2 y a la Tabla 6.

El material producto de la excavación, en ningún caso debe estar a menos de 1 m de distancia de la orilla de la zanja, y la inclinación del material de la excavación no debe ser mayor a 45 grados con respecto a la superficie horizontal.

La separación entre ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1 m como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 m como mínimo de paño a paño. La separación entre ductos que se cruzan debe ser de 1 m como mínimo a paño inferior del ducto existente, tanto para excavación a cielo abierto como para perforación direccional.

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 m para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 m para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.

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



**Figura 2 Amplitud del derecho de vía para ductos nuevos**

Diámetro (d) mm (pulg.)	Ancho mínimo del derecho de vía (m)		
	A	B	C
De 50,8 (2) a 203,2 (8)	10	3	7
De 254,0 (10) a 457,2 (18)	13	4	9
De 508,0 (20) a 914,4 (36)	15	5	10
Mayores de 914,4 (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 6 Ancho mínimo del derecho de vía**

**8.1.11.2 Enterrado del ducto.** El colchón mínimo de suelo que debe tener el ducto es el indicado en las Tablas 7 y 8 para Gas y Líquido respectivamente. Para vías fluviales mayores a 30 m de ancho debe realizarse un estudio específico del cruce.

Localización	Excavación Normal (m)	Excavación en Roca (m)
Clase 1	1,00	0,60
Clase 2, 3 y 4	1,20	0,60
Cruces de ríos y arroyos. (vías fluviales)	1,80	0,60

**Tabla 7 Colchón mínimo de suelo en línea regular para gas**

Localización	Excavación Normal (m)	Excavación en Roca (m)
Área industrial, comercial o residencial.	1,20	0,60
Cruces de ríos y arroyos. (vías fluviales)	1,80	0,60
Cualquier otra área.	1,20	0,60

**Tabla 8 Colchón mínimo de suelo en línea regular para líquido**

La profundidad de enterrado de ductos que cruzan con vías de comunicación debe definirse de acuerdo con lo indicado en 8.1.11.5.2.

**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, las cuales deben proporcionar un sello seguro en ambos extremos, independiente de la presión de la línea; así como facilitar el mantenimiento del sistema. Dichas válvulas se deben instalar en lugares de fácil acceso y protegerlas de daños o alteraciones. Asimismo, 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 conforme al estudio de riesgo.
- 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.

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 y conforme a lo indicado en la Tabla 9. 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 por ciento, con la finalidad de permitir que la válvula sea instalada en un lugar más factible.

Las válvulas de seccionamiento deben cumplir con las siguientes características:

- a) Las válvulas deben seleccionarse de acuerdo a las características del fluido con el que estará en contacto, las condiciones operativas del sistema, lo indicado en los incisos b), c) y e) siguientes, así como contar con un sistema de drenado en su base controlado por válvulas de paso completo y de retención e interconectadas al sistema de desfogue o línea regular mediante tubería.
- b) Las válvulas pueden ser tipo compuerta de doble expansión de paso completo y continuado, doble bloqueo en el mismo sentido del flujo y purga, o válvulas de bola de paso completo y continuado, con doble bloqueo, de acuerdo a la NRF-211-PEMEX-2008.
- 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) Deben tener mecanismos automáticos de fácil y rápida operación. 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.

Clasificación por Clase de Localización	Espaciamiento máximo (km)
1	32
2	24
3	16
4	8

**Tabla 9 Espaciamiento máximo de las válvulas de seccionamiento para ductos que transportan gas**


**8.1.11.4 Trampas de diablos.** Se deben colocar trampas de diablos según se considere necesario para una eficiente operación y mantenimiento del ducto, estas deben cumplir con lo indicado en la NRF-221-PEMEX-2008.

Se debe realizar un análisis de flexibilidad a las trampas de diablos, donde se determine el tipo de soporte y anclaje así como su ubicación. Las trampas de diablos deben incluir anclajes y soportes que eviten la transmisión de esfuerzos originados por la expansión y contracción de la tubería a las instalaciones y equipos conectados.

Cuando se construyan en una misma área dos o mas trampas de diablos para ductos que transportan gas o hidrocarburos líquidos, se deben construir cabezales colectores independientes donde se interconectarán las líneas de desfogue provenientes de las trampas con válvulas de bloqueo (compuerta) y de retención (check), el gas debe desplazarse del cabezal colector a un venteo, a un sistema cerrado (sludge catcher), o de manera independiente al quemador (fosa o elevado); los hidrocarburos líquidos se deben drenar del cabezal colector a un dispositivo recolector de líquidos fijo o portátil, a un sistema cerrado (sludge catcher) o de manera independiente al quemador de fosa de la instalación, en ambos casos se debe considerar la infraestructura existente.

Con base en el estudio de riesgo, deben establecerse áreas libres intermedias entre áreas de trampas de diablos o entre áreas de válvulas u otra instalación superficial, con la finalidad de que en el caso de accidentes no se afecte a las instalaciones vecinas. Si por cuestiones de espacio no es posible considerar dicha área libre,



 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 33 DE 104</b>
---	---	---

será necesaria la colocación de barreras físicas artificiales (bardas) o utilizar las naturales existentes, que separen las instalaciones.

Las trampas de diablos y sus componentes preferentemente deben probarse simultáneamente con la tubería de transporte y bajo las mismas condiciones.

Todas las válvulas de la trampa de diablos deben contar con su tubería de drenaje para evitar su taponamiento.

**8.1.11.5 Cruces.** Los cruces deben considerarse como una obra especial debido a que requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular, por lo que deben cumplirse los requisitos señalados a continuación para cada caso particular.

**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 lo indicado en 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 tuberías lastradas 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 (By pass) en este tipo de cruces.


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

- a) Velocidad de corriente
- b) Turbulencia
- c) Socavación y azolve
- d) Desplazamiento de riberas
- e) Cambios de temperatura
- f) Calado de embarcaciones
- g) Corrosión
- h) Dragado
- i) Flotación
- j) Estadísticas de incremento de nivel debido a variaciones climatológicas.
- k) Historial del cauce natural.

Cuando se utilice perforación direccional, se debe cumplir con lo establecido en la especificación P.3.0710.01.

**8.1.11.5.2 Cruzamiento con vías de comunicación.** Los cruzamientos con vías de comunicación, deben ser perpendiculares al eje longitudinal de carreteras o vías férreas, en caso de no ser posible se permite una desviación máxima de 30° con respecto a la normal. En estos cruzamientos no se permite el uso de camisas de protección.

Debe realizarse una revisión estructural en el ducto enterrado que cruza con vías de comunicación, ya sea 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

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 34 DE 104</b>
---	---	---

diseño y a las cargas externas exceda el 90 por ciento del esfuerzo mínimo de cedencia especificado (SMYS) de la tubería, debiéndose revisar por fatiga a causa de los esfuerzos cíclicos.

El ducto enterrado con perforación direccional, debe instalarse a una profundidad mínima de 3 m desde el lomo superior del ducto, y cumplir con los requerimientos establecidos en la especificación P.3.0710.01.

**8.1.11.6 Instrumentos y dispositivos de protección.** La rama operativa con base en un estudio de riesgo determinará las necesidades en cuanto a instrumentación, dispositivos de protección y sistema SCADA. El sistema SCADA debe cumplir con los requerimientos establecidos en la NRF-130-PEMEX-2007.

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

- a) Ser de última tecnología probada con éxito en la industria y compatible con el software y protocolos abiertos de conversión de señales hacia el cuarto de control.
- b) Proporcionar información en tiempo real de las variables de operación del sistema, de acuerdo con sus requerimientos específicos (temperatura, composición, densidad, flujo y presión).
- c) La señal que emitan los instrumentos debe tener la claridad necesaria para que no se preste a falsas interpretaciones.
- d) 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:

- a) Contar con un sistema de alarma que permita al personal de operación tomar acciones correctivas oportunas cuando ocurran desviaciones a las condiciones de operación.
- b) 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  $10 \text{ kg/cm}^2$  ( $142 \text{ lb/pulg}^2$ ) en las partes más bajas y permitir el paso de diablos (limpieza, geometra, instrumentado, entre otros). Su localización debe realizarse tomando en cuenta 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 de la etapa de diseño del proyecto, el diseñador debe entregar como mínimo tres copias, tanto en papel como en archivo electrónico (CAD y ambiente Windows) al área solicitante de PEMEX lo siguiente:

- a) Bases de diseño.
- b) Diagramas de flujo.
- c) Planos de proyecto.

 <p><b>PEMEX</b>  <b>Comité de Normalización de</b>  <b>Petróleos Mexicanos y</b>  <b>Organismos Subsidiarios</b></p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b>  <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b>  <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b>  <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b>  <b>DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b>  <b>Rev: 0</b>  <b>PÁGINA 35 DE 104</b></p>
--	--	--

- d) Isométricos.
- e) Hojas de especificaciones particulares.
- f) Volumen de obra.
- g) Requisiciones de materiales y equipos.
- h) Memorias de cálculo.
- i) Información básica que involucre todos los aspectos considerados en el diseño.
- j) Estudio de Riesgo, en caso de que lo realice la contratista.

Los planos de proyecto deben contener la información mínima y los requisitos de escalas que se indican en el Anexo D de esta norma. El usuario o PEMEX debe precisar en las bases técnicas de licitación la documentación e información adicional entregable.


## **8.2 Construcción**

Durante la construcción se deben evitar condiciones que puedan causar esfuerzos mayores a los permisibles y que puedan provocar fallas al sistema. Los materiales y procedimientos constructivos deben estar de acuerdo con una buena práctica de ingeniería y seguridad.

### **8.2.1 Procedimientos de construcción y certificado de calidad**

El contratista o licitante debe entregar a PEMEX los procedimientos constructivos que apliquen, relacionados a continuación, los cuales serán revisados y comentados. Asimismo, se debe entregar el certificado del sistema de gestión de la calidad otorgado por un organismo de certificación acreditado por la "ema".

- 1) Recubrimiento anticorrosivo en planta de la tubería (atmosférica y sumergida).
- 2) Lastrado.
- 3) Conformación del derecho de vía.
- 4) Caminos de acceso.
- 5) Inspección de materiales.
- 6) Registro y control de materiales.
- 7) Almacenamiento y transporte.
- 8) Excavación de zanja.
- 9) Reparación de soldaduras.
- 10) Tendido.
- 11) Doblado.
- 12) Alineado.
- 13) Soldadura.
- 14) Procedimientos de inspección radiográfica para soldaduras de campo, para calificación de soldadores y para reparación de soldadura.
- 15) Protección anticorrosiva de la tubería y accesorios (atmosférica y sumergida).
- 16) Recubrimiento anticorrosivo en juntas de campo.
- 17) Prueba dieléctrica del recubrimiento.
- 18) Sistema de protección interior con inhibidores.
- 19) Bajado y tapado.
- 20) Prueba hidrostática.
- 21) Limpieza interior.
- 22) Inspección con diablo geómetra con Sistema de Posicionamiento Global (GPS).
- 23) Reacondicionamiento del derecho de vía.
- 24) Señalización del derecho de vía e instalaciones superficiales.
- 25) Sistema de protección catódica.
- 26) Obras especiales.

 <p><b>PEMEX</b> Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 36 DE 104</b></p>
--	--	---

27) 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. Estos certificados deben ser emitidos por un laboratorio acreditado por la “ema” u otro organismo internacional que tenga reconocimiento mutuo con esta entidad.

## 8.2.3 Materiales

**8.2.3.1 Almacenamiento y transporte.** Durante el manejo y almacenamiento de la tubería, recubrimientos, válvulas y conexiones se debe tener el cuidado necesario para no ocasionar daños, evitando que la tubería caiga y golpee contra objetos que lo abollen, aplasten, corten, ranuren o que dañen su recubrimiento. Para el transporte de la tubería por vía terrestre o marina, se debe cumplir con los requerimientos indicados en los códigos API-RP-5L1 y API-RP-5LW o equivalentes. Las abrazaderas de los equipos utilizados para el manejo y transporte de la tubería deben estar acojinadas.

Los accesorios como manómetros, válvulas, termopozos, empaques, entre otros deben empacarse y embalarse cumpliendo con los requisitos establecidos en la especificación Pemex P.1.0000.09, así como manejarse y almacenarse cumpliendo con las condiciones de manejo y seguridad indicadas en la norma oficial mexicana NOM-006-STPS-2000.

**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.

Se deben presentar los registros de prueba FAT (Pruebas de aceptación de fabricación) que indiquen la fecha 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, entre otros) 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, éstas deben ser sometidas a la prueba hidrostática en sitio conforme a lo establecido en la norma ISO 14313 y verificar el funcionamiento de sus dispositivos de apertura y cierre antes de su instalación, además deben contar con su registro de prueba en fábrica, certificados de calidad y estampado API o equivalente.

El manejo del material debe realizarse utilizando los equipos y herramientas necesarias y adecuadas 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, entre otros 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.

Donde se requiera pruebas a los materiales y accesorios, los resultados de las mismas deben ser emitidos por un laboratorio acreditado por la "ema" o en su defecto por un laboratorio internacional que tenga reconocimiento mutuo con la "ema".

**8.2.3.3 Tubería adicional por desperdicio.** En el suministro de materiales, se debe considerar un porcentaje de tubería por desperdicio debido a cualquier eventualidad que pueda suceder durante la construcción. Como mínimo se deben considerar las cantidades indicadas en la Tabla 10.

Longitud de ducto (km)	Tubería de desperdicio (m)
Hasta 1	60
Hasta 10	250
Hasta 100	750
Mayores a 100	0,5% de la longitud

**Tabla 10 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. El lastrado debe cumplir con lo establecido en la NRF-033-PEMEX-2003.

#### **8.2.6 Derecho de vía**


**8.2.6.1 Trazo y nivelación.** Se debe evitar ocasionar daños a propiedades públicas y privadas colindantes con los derechos de vía de los ductos. Es responsabilidad del constructor, 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, de tal forma que el área quede libre de madera, leña, basura y raíces, y 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 el inciso F.4 del Apéndice F de la norma oficial mexicana NOM-023-STPS-2003 sobre el traslado y manejo de explosivos a cielo abierto y con la Ley Federal de armas de fuego y explosivos, así como con el procedimiento interno 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 un detector de metales y donde exista duda (en cruces con ductos o líneas de alta tensión), realizar sondeos mediante excavación con herramienta manual, indicando su ubicación con señalamiento tipo VIII (ver Anexo C) para evitar dañarlos.

 <p><b>PEMEX</b> Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 38 DE 104</b></p>
--	--	---

**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 debe mantener el libre tránsito en las vías de comunicación. Todos los ductos existentes en el derecho de vía se deben de localizar por medio de detector de metales, colocando estacas e indicando su diámetro, profundidad y una franja de color, de acuerdo al código de colores, que indique su servicio, estas balizas se deben colocar apropiadamente a lo largo del derecho de vía donde se este realizando la obra.

### **8.2.7 Caminos de acceso**

Los caminos de acceso a los centros de distribución, 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 el diámetro del ducto. La profundidad de enterrado depende de la localización de la zona, el uso de la superficie del terreno y las cargas impuestas por el paso de vehículos y/o ferrocarriles. 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 DN 300 (12 NPS) y menores, y de 0,30 m más un diámetro para tuberías mayores de DN 300 (12 NPS). En caso de tener dos ductos en una misma zanja se debe garantizar la separación mínima especificada en 8.1.11.1, mediante la colocación de algún material ligero y removible con herramientas manuales, por ejemplo inyectando poliuretano.

### **8.2.9 Tendido**

El tendido de la tubería debe efectuarse acomodando la tubería a lo largo del derecho de vía una tras otra pero traslapadas 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 las tuberías sufran ningún daño siguiendo el procedimiento correspondiente.

### **8.2.10 Doblado**

El doblado de la tubería se debe hacer en frío, evitando que ésta se deforme o se formen arrugas en el doblado, debiendo conservar sus dimensiones de sección después de ser doblada. Los dobleces deben ser distribuidos hasta donde sea posible en la mayor longitud del ducto, 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 tuberías deben hacerse sin alterar las dimensiones de la sección transversal de la tubería recta y deben quedar libre de arrugas, grietas u otras evidencias de daño mecánico.

Los dobleces de tuberías deben hacerse por medio de máquinas dobladoras especiales apropiadas para el diámetro de la tubería. No se permite el calentamiento de las tuberías para ser dobladas.

Los cambios de dirección requeridos para apegarse al contorno de la zanja pueden realizarse doblando el ducto de acuerdo a los radios mínimos indicados en la Tabla 11. No se permite el doblado de tuberías con costura helicoidal.

Diámetro mm (pulg)	Radio mínimo
323,9 (12,75 ) y menores	18 D
355,6 (14)	21 D
406,4 (16)	24 D
457,0 (18)	27 D
Mayores de 457,0 (18)	30 D

D = Diámetro exterior nominal de la tubería.

**Tabla 11 Radio mínimo**

Los extremos de las tuberías que se doblan deben tener un tramo recto de 1,8 m como mínimo. La soldadura longitudinal de la tubería que se dobla, debe quedar en el eje neutro de flexión de la tubería.

### 8.2.11 Alineado

Esta operación debe efectuarse, juntando las tuberías 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 tuberías indicado en los procedimientos de soldadura, y manteniendo fijas las tuberías 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 ducto 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 (tuberías SAWL y ERW), se traslapen dentro del espacio superior de un ángulo de 25° a 30° a cada lado del eje vertical. El espacio entre biseles debe ser conforme al procedimiento de soldadura.

### 8.2.12 Calificación y certificación de los procedimientos de soldadura

El procedimiento que se utilice para la operación de soldadura en el ducto debe ser calificado y certificado, mediante pruebas destructivas y no destructivas, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas apropiadas para la tubería y accesorios, conforme a lo establecido en la NRF-020-PEMEX-2005.

Para servicio no amargo, la calificación de los procedimientos de soldadura debe realizarse de acuerdo a lo establecido en el API STANDARD 1104 o equivalente. Para el caso de servicio amargo y trampas de diablos, la calificación de los procedimientos de soldadura debe realizarse de acuerdo a lo establecido en el Código ASME Sección IX y a la sección 7.3.3, Parte 2 de la NACE MR 0175/ISO 15156-2 o equivalente.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 40 DE 104</b>
---	---	---

**8.2.12.1 Tipos de soldadura, diseño de junta, transición y soldadura a tope.** Las juntas soldadas a tope pueden ser bisel tipo V sencilla, doble V u otra geometría de acuerdo a la ingeniería. Los diseños de junta ilustrados en la Figura 3 de este documento, o las combinaciones aplicables de éstos se deben utilizar para extremos de igual espesor. La transición entre extremos de espesor diferente se puede realizar biselando el espesor utilizando máquina biseladora, torno o por esmerilado con el diseño de bisel descrito en la Figura 4 de este documento. No se permite realizar el biselado y contra biselado de la tubería utilizando equipo de corte oxiacetileno.

Los croquis de las Figuras 2 y 3 de este documento, ilustran la preparación de biseles aceptables para la unión de extremos de tubería con soldadura a tope que tienen diferentes espesores de pared, materiales o grado.

Cuando se unen ductos de grado o resistencia diferente, el metal de soldadura depositado debe tener las propiedades mecánicas iguales a las de la tubería que tenga el grado o la resistencia más alta.

**Diámetros interiores diferentes (ver Figura 4).** Si los espesores de pared nominal de las tuberías no varían en más de 2,38 mm (3/32 pulg), no es necesario hacer una preparación especial, para lograr penetración completa de la soldadura, ver croquis (a) de la Figura 4 de este documento.

En ductos para servicio amargo o no amargo, cuando la diferencia de espesor interna sea mayor de 2,38 mm (3/32 pulg) y no haya acceso al interior del ducto para soldar, se debe hacer una transición interior en el extremo de la tubería más gruesa (ver croquis (b) de la Figura 4 de este documento), con una relación de desvanecimiento en la transición (taper) no menor de 4:1 ni mayor a 8:1 o hacerla con soldadura con la misma relación de desvanecimiento (ver croquis (c) de la Figura 4 de este documento) o mediante una combinación de ellas descrita en la Figura 4 (ver croquis (d) de este documento).

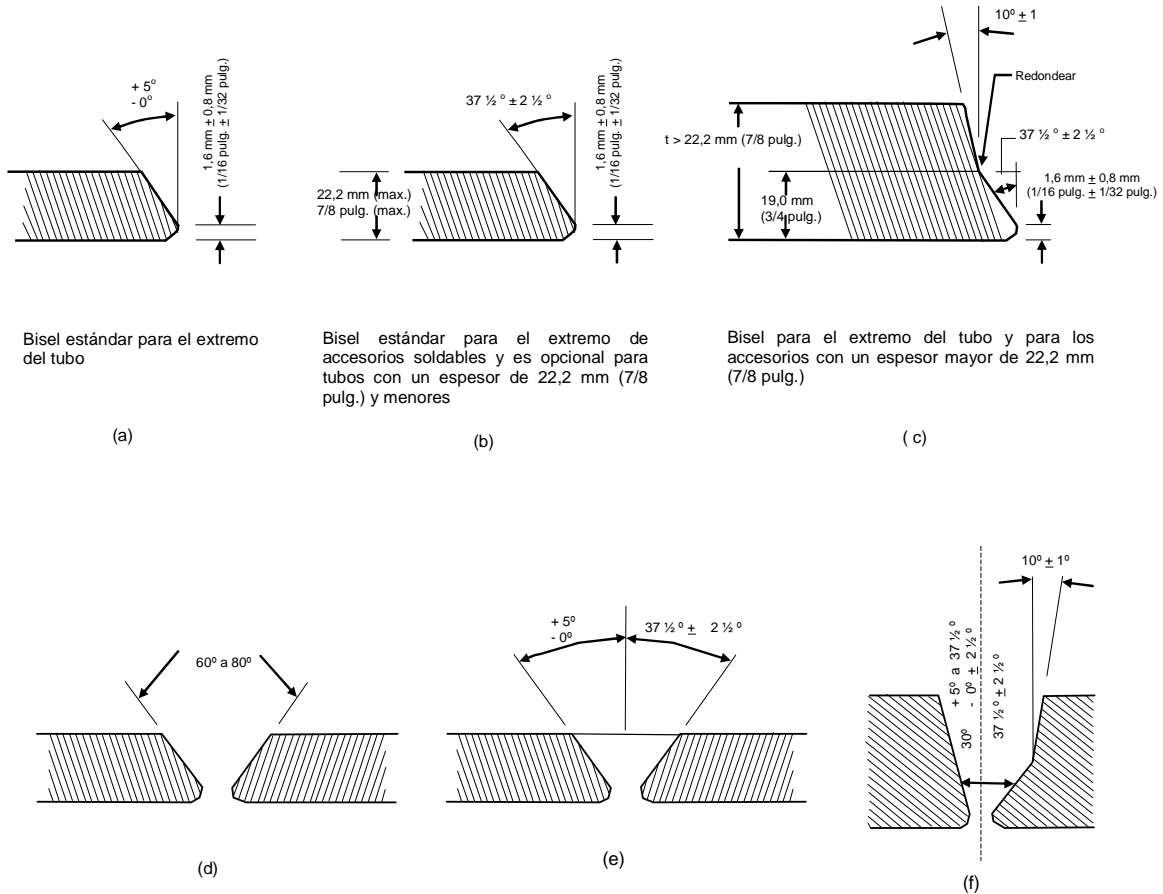
**Ductos con diámetro exterior diferente (ver Figura 4).** Cuando la diferencia exterior entre el espesor de pared de las tuberías no excedan de la mitad del espesor más delgado, la transición se puede efectuar con soldadura, (ver croquis (e) de la Figura 4 de este documento), siempre y cuando la relación de desvanecimiento no sea menor a 4:1 ni mayor a 8:1, respecto a la diferencia entre el mayor espesor y el menor para tener una penetración adecuada.

Cuando haya una diferencia de espesor exterior entre tuberías, la cual exceda la mitad del espesor de pared más delgado, se debe hacer una transición (taper) de acuerdo a lo indicado en el croquis (f) de la Figura 4 de este documento.

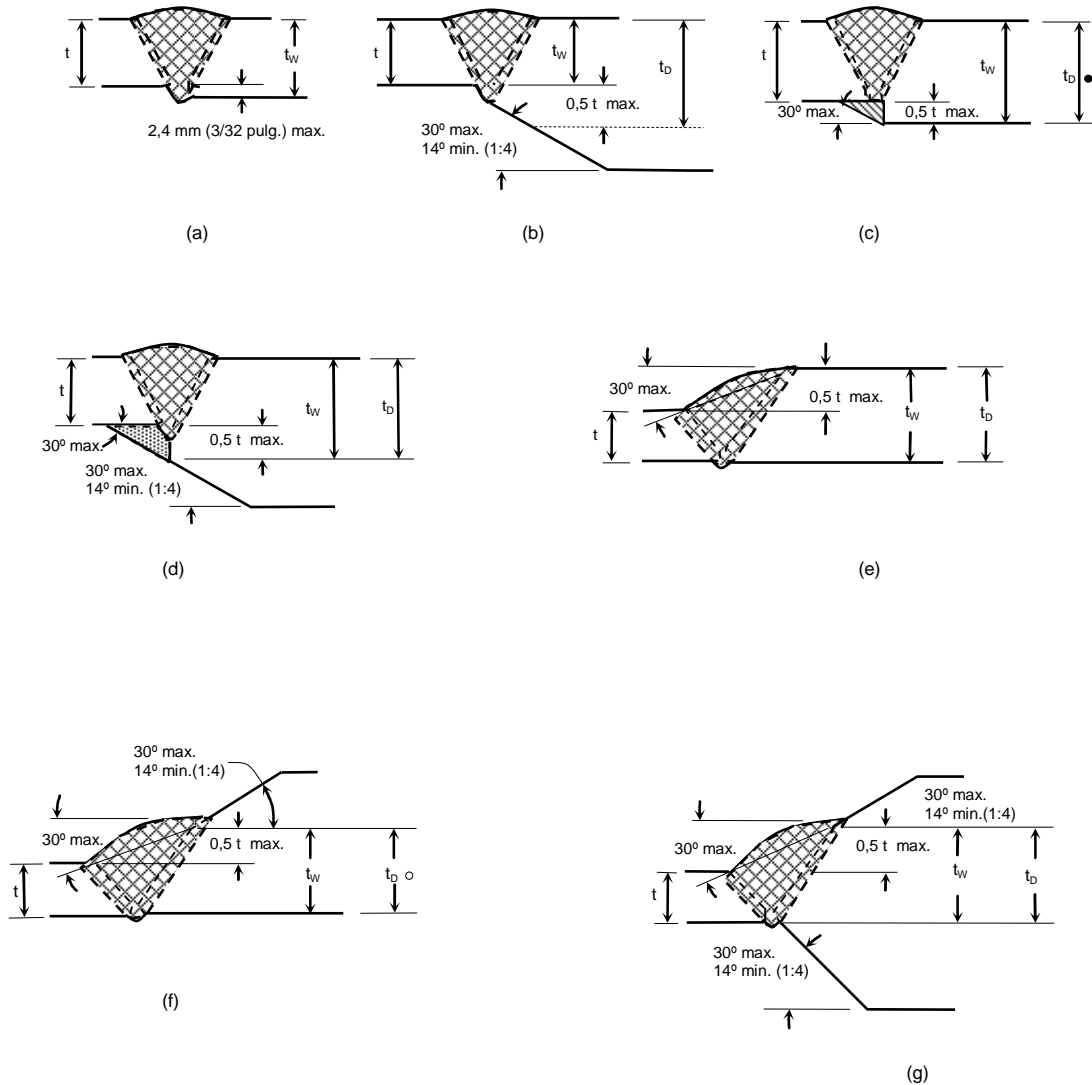
**Diferencia entre diámetros interiores y exteriores (ver Figura 4).** Cuando exista una diferencia en espesor de pared tanto interna como externa, el diseño de la junta debe ser una combinación de los croquis (a) a (f), (ver croquis (g) de la Figura 4 de este documento). En tales condiciones, se debe prestar especial atención para realizar un alineamiento correcto.

**Soldaduras de filete.** Las soldaduras de filete pueden ser tanto cóncavas como ligeramente convexas. Para efecto de la resistencia de la soldadura, las dimensiones se miden como la longitud del cateto mayor del triángulo de catetos iguales inscrito en la sección transversal de la soldadura, tal como se ilustra en la Fig. 5 de este documento, que cubre los detalles recomendados para las conexiones bridadas.





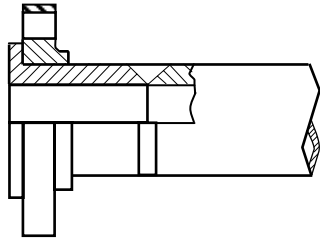
**Figura 3. Diseño del bisel en la junta de soldadura para tuberías de igual espesor de pared**



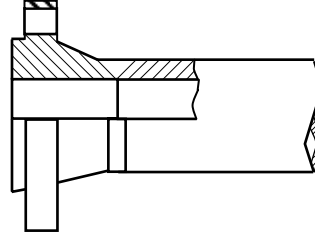
Nota:

- (o) 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 1,5 t.

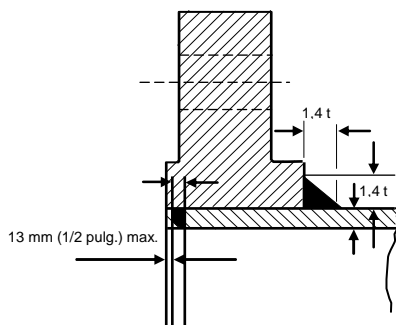
**Figura 4** Diseño del bisel en la junta de soldadura para tuberías de diferente espesor de pared



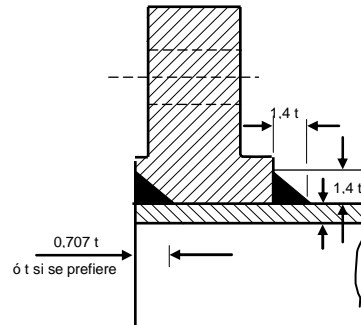
**Brida de traslape**



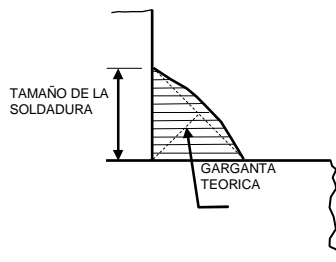
**Brida de cuello soldable**



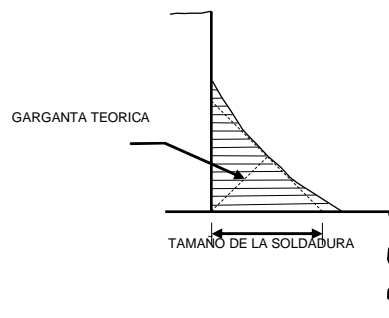
**Soldadura de respaldo al frente  
Brida deslizable soldada**



**Soldadura de respaldo al frente  
Brida deslizable soldada**




**Soldadura de filete convexa**



**Soldadura de filete concava**

**Figura 5 Detalles recomendados para las conexiones de bridas**

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 44 DE 104</b>
---	---	---

**8.2.12.2 Precalentamiento.** Cuando se realice la unión de un carrete de tubería o un accesorio, con la tubería de la línea regular y exista diferencia entre esos materiales en el carbono equivalente, se deben precalentar a una temperatura no menor a 100 °C (212 °F), y mantenerse hasta terminar la unión.

**8.2.12.3 Relevado de esfuerzos.** Los aceros al carbono y microaleados se deben relevar de esfuerzos cuando el espesor nominal de pared sea igual o mayor a 32 mm (1,25 pulg.) de acuerdo a la temperatura indicada en el procedimiento de soldadura. Dicha temperatura debe ser igual o mayor a 593 °C (1 100 °F) pero sin rebasar la temperatura de transición (AC<sub>3</sub>).

### 8.2.13 Calificación y certificación de soldadores

Para llevar a cabo las operaciones de soldadura, los soldadores se deben calificar y certificar de acuerdo a lo establecido en la NRF-020-PEMEX-2005 complementándose con lo indicado en API STANDARD 1104 o equivalente, Sección IX del Código ASME o equivalente y la sección 7.3.3, Parte 2 del NACE MR 0175/ISO 15156-2 o equivalente, tal como se indica en el inciso 8.2.12.

### 8.2.14 Soldaduras de campo

Los electrodos utilizados deben ser de acuerdo a lo descrito en la especificación de procedimiento de soldadura y cumplir con lo establecido en la NRF-084-PEMEX-2004.

La aplicación de la soldadura se debe proteger de las condiciones meteorológicas (lluvia, viento, polvo, humedad, entre otros) que le puedan perjudicar.


El alineamiento de tuberías de diámetro igual o mayor a DN 300 (NPS 12) se debe realizar mediante alineadores internos manteniéndolos durante el fondeo. En el alineamiento de tubería menor a DN 300 (NPS 12) y en los empates mayores a DN 300 (NPS 12) se deben utilizar alineadores externos tipo canasta, los cuales se deben mantener hasta aplicar un 50 por ciento del fondeo distribuido en toda la circunferencia de la tubería. En las tuberías SAWL y ERW, la costura longitudinal se debe alternar entre 25° a 30° a cada lado del eje vertical.

La conexión eléctrica de tierra no se debe soldar a la tubería, así como tampoco sobre equipos de proceso instalados, para producir la continuidad eléctrica entre la máquina de soldar y la tubería que se va a soldar.

Todas las soldaduras de ductos en campo tanto en línea regular, como en obras especiales y empates, se deben radiografiar al 100 por ciento con una fuente de radiación de acuerdo al espesor y con la técnica de inspección de pared sencilla, en ductos de DN 300 (NPS 12) hasta DN 1 500 (NPS 60), y la de doble pared sólo se debe hacer cuando por el diámetro o cualquier obstrucción no sea posible aplicar la de pared sencilla, para obtener radiografías que cumplan con los requerimientos de aceptación para servicio no amargo descritos en el API STANDARD 1104 o equivalente y para servicio amargo con ASME B31.3 o equivalente, de acuerdo al espesor y conforme se indica a continuación:

Espesor en acero *	Fuente de radiación
1 a 50 mm	Rayos X (*)
19 a 80 mm	Iridio 192
38 a 150 mm	Cobalto 60

\* Sólo cuando haya el suministro de energía eléctrica, en caso contrario se debe utilizar gammagrafía.  
 Nota: El espesor se refiere al grueso total de la pared del ducto que está en contacto con la placa radiográfica en pared sencilla o en doble pared.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 45 DE 104</b>
---	---	---

- a) Para ductos que transportan hidrocarburos amargos la inspección radiográfica se debe realizar conforme a lo descrito en el Artículo 2 de la Sección V del Código ASME o equivalente.
- b) Para ductos que transportan hidrocarburos no amargos, la inspección radiográfica se debe realizar conforme a lo descrito en el API STANDARD 1104 o equivalente.
- c) Los criterios de aceptación en la inspección visual y radiográfica de las juntas de campo en ductos para servicio no amargo deben ser los indicados en el API STANDARD 1104 o equivalente; y el ASME B31.3 del Código ASME o equivalente para ductos en servicio amargo y el párrafo UW-51 de la Sección VIII División 1 del Código ASME o equivalente para trampas de diablos en servicio amargo y no amargo.
- d) La interpretación radiográfica la debe realizar un técnico nivel II en radiografía y estar calificado de acuerdo a la ASNT SNT-TC-1A o equivalente.

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

#### **8.2.15 Protección anticorrosiva en juntas de campo**

La protección anticorrosiva de los extremos de la tubería (aproximadamente 30 cm a cada lado de la tubería) se debe realizar efectuando previamente la limpieza de la superficie conforme con el tipo de recubrimiento establecido en las normas de referencia indicadas en el inciso 8.1.10.1.1.

La protección anticorrosiva en juntas de campo, debe ser compatible y tener un desprendimiento catódico igual o menor que la que fue aplicada en planta para la tubería enterrada.

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**

Antes de ser levantada la tubería de sus apoyos para el bajado a la zanja, se debe correr el detector dieléctrico 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-2008.

#### **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.

 <p><b>PEMEX</b> Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 46 DE 104</b></p>
--	--	---

### 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:

- a) 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.
- b) Cuando la línea regular se interrumpe en un cruceamiento de río, laguna, estero, entre otros.
- c) Cuando el ducto se interrumpe en una estación de bombas, en una trampa de diablos o en una válvula de seccionamiento.
- d) Por acomodo de la tubería en la zanja.
- 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 realizar los trabajos para que las secciones queden alineadas y así evitar sobreesfuerzos.

Las soldaduras de empate que no sean probadas hidrostáticamente, deben inspeccionarse con radiografía o ultrasonido al 100 por ciento.

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 DN 450 (NPS 18), y de un diámetro para tuberías menores o iguales a DN 400 (NPS 16).

### 8.2.19 Prueba hidrostática


Todos los ductos nuevos deben someterse a una prueba hidrostática para comprobar su hermeticidad. 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 teniendo conocimiento del proyecto, si así lo determina, puede supervisar ejecución de las mismas a través de un inspector autorizado, conjuntamente con las áreas 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.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 47 DE 104</b>
---	---	---

La prueba hidrostática se debe efectuar al sistema completo, en caso de que por las características y complejidad 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 diablos, múltiples y accesorios, deben someterse a la prueba hidrostática hasta los límites similares que se requieren en el sistema.

Todos los dispositivos de seguridad como limitadores 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.

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, se ordenarán 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. El área operativa debe recibir del área responsable de las pruebas, copia de esta información, que por lo menos será la siguiente:

- a) Área responsable de las pruebas y técnicos que las realizaron y aceptaron.
- b) Procedimiento de realización de la prueba.
- c) Tipo, medio y temperatura de la prueba.
- d) Presiones de diseño, operación y prueba.
- e) Duración de la prueba, gráficas y otros registros.
- f) Fugas y otras fallas con sus características y localización.
- g) Variaciones en cada prueba y sus causas.
- h) 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 por ciento de la presión de diseño 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.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 48 DE 104</b>
---	---	---

## 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 tuberías y otros residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

### 8.2.21 Inspección con diablo geometra

Se debe realizar la inspección interior del ducto completo a ductos factibles de inspeccionar con equipo instrumentado, mediante una corrida de diablo geometra con Sistema de Posicionamiento Global (GPS), que cumpla con los requisitos establecidos en la NRF-060-PEMEX-2006, previa a la entrega al área operativa, adicionalmente y por requerimiento del área usuaria podrá efectuarse una corrida con equipo instrumentado para la medición de espesores, cumpliendo con los requisitos establecidos en la NRF-060-PEMEX-2006. En caso de detectarse alguna anomalía, se debe proceder a efectuar las reparaciones, llevando los registros correspondientes.

### 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 manualmente con la herramienta adecuada, cuando se expongan edificios u otras estructuras a posibles daños por el equipo mecánico.

Cuando la tubería cruce con 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 30 cm (12 pulg) 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.

En caso de afectar los señalamientos, postes e instalaciones existentes de cualquier tipo, se debe realizar su reposición.

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, trátase de terrenos particulares o de cruces de obras



 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 49 DE 104</b>
---	---	---

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

### **8.2.23 Señalización**

Se deben colocar los señalamientos necesarios para la localización e identificación de las instalaciones (señalamientos informativos), así como para limitar actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones (señalamientos restrictivos) y aquellos para alertar al público acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y mantenimiento (señalamientos preventivos), de acuerdo a lo indicado en el Anexo C de esta norma.

### **8.2.24 Protección catódica**

El sistema de protección catódica debe instalarse de acuerdo al proyecto y cumpliendo los requisitos de instalación y pruebas establecidos en la NRF-047-PEMEX-2007


### **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 ducto, 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 ducto y esté sujeto a deslaves y erosión.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 50 DE 104</b>
---	---	---

**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. El constructor debe desviar el tránsito de la carretera o camino mientras dure la obra, dejando el terreno debidamente compactado y la carretera o vía férrea completamente restituida y en condiciones de servicio.

La profundidad de enterrado de ductos que cruzan con vías de comunicación debe definirse de acuerdo con lo indicado en 8.1.11.5.2.

**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-2003) bajo el cauce de la corriente en forma semejante al tendido general del ducto, enterrándola en el fondo a una profundidad mínima de acuerdo a lo indicado en la sección 8.1.11.2, 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 la protección anticorrosiva exterior seleccionada específicamente para este servicio y condiciones de exposición, conforme a 8.1.10.1.1. 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 y al medio ambiente.

Se debe verificar que el piso donde se colocará la trampa de diablos se encuentre sin desniveles mayores 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 y cumplir con los requerimientos establecidos en la especificación P.3.0710.01.


#### **8.2.26 Sistema de protección interior del ducto**

Se debe verificar que el sistema de protección interior del ducto, incluyendo todos sus elementos, haya sido instalado conforme al procedimiento acordado y de acuerdo al proyecto, que cumpla con los requisitos establecidos en la NRF-005-PEMEX-2000 y que se encuentre en óptimas condiciones para iniciar operación simultáneamente con la puesta en servicio del ducto.

#### **8.2.27 Documentación y registros entregables**

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

- a) Pruebas efectuadas en la calificación del procedimiento de soldadura y calificación de soldadores.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 51 DE 104</b>
---	---	---

- b) Procedimientos de acuerdo a 8.2.1
- c) Registros de cada junta.
- d) Pruebas de presión (hidrostática o neumática) del sistema de transporte completo o pruebas de presión por cada sección. En este último caso, se debe entregar un documento que integre la información de las pruebas efectuadas que cubran todo el sistema.
- e) Reparaciones.
- f) Certificados de materiales.
- g) Planos "as-built" CAD geo-referenciados.
- h) Registros de no conformidad.
- i) Reportes y registros de corridas de diablos (limpieza, geómetra y GPS).
- j) Informes ejecutivos.
- k) 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, entre otros, 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**

La inspección de un ducto y su respectivo derecho de vía se deben realizar de acuerdo a lo establecido en la Tabla 12, donde se indican: Localización, equipo, personal y frecuencia de inspección para cada nivel de inspección.

Todas las anomalías que se encuentren durante la inspección, deben informarse a PEMEX en los reportes de resultados indicando las acciones necesarias para confirmarlas y en su caso, corregirlas.


Todas las instalaciones superficiales durante el primer año de operación deberán ser sometidas a: Inspección visual (Nivel 1), medición de dureza de campo y análisis de flexibilidad, con la finalidad de identificar las condiciones externas que ocasionen altos esfuerzos y detectar materiales de alta dureza que pudieran ser frágiles y susceptibles a fractura, generados durante la construcción.

#### **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 tenga 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.

 <p><b>PEMEX</b> Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 PÁGINA 52 DE 104</p>
--	--	--

**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.

**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 como mínimo 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 y del derecho de vía.
- d) Vibración del ducto.
- e) Condición mecánica de los anclajes o soportes.
- f) Condición de cruces (aéreos, con ríos, sobre puentes, entre otros).
- g) Corrosión de apoyos y anclajes o soportes.
- h) Condición de los señalamientos existentes e identificación de los faltantes.
- i) Asentamientos humanos y actividades de construcción sobre el derecho de vía.
- j) Limpieza y vegetación que pueda dañar el ducto.
- k) Tomas clandestinas.
- l) Desprendimiento de lastre de concreto.
- m) Colchón de enterrado en sitios sujetos a erosión (pantanos, ríos, lagunas, entre otros).
- n) Tramos semienterrados.

**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 ducto 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, entre otros.

**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, entre otros.

**Frecuencia.** Los recorridos aéreos se deben efectuar cada 60 días y cuando éstos se realicen, no se efectuarán los recorridos terrestres correspondientes. Se debe obtener un registro en video del recorrido en un periodo de cada seis meses.

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

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 53 DE 104</b>
---	---	---

### 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 bajo las condiciones actuales. Se debe efectuar la medición de espesores de la tubería en instalaciones superficiales y enterradas de acuerdo con el procedimiento de PEMEX.

**Localización de medición de espesores.** Se debe efectuar la medición de espesores mediante la técnica de ultrasonido, 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 de inhibidores de corrosión.
- 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.

En sitios de difícil acceso (cruces de carretera, cruces de río, interconexiones, acometidas, etc.) podrá utilizarse previamente la técnica de ondas guiadas de largo alcance.

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 13, dependiendo de la longitud del ducto.

Cuando 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 restituir el recubrimiento en caso de que haya sido retirado, rellenar y dejar en las mismas condiciones el área donde se efectuó.

Tipos de Inspección <sup>(1)</sup>		Localización	Actividad	Equipo	Personal	Frecuencia de inspección
Nivel 1 <sup>(2)</sup>	Terrestre	Tubería superficial, interfaces aire-tierra, cruces, trampas de diablos, accesorios, cruces de vías, derechos de vía, entre otros.	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
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
			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, entre otros.	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 en base al estudio de integridad mecánica.	
Nivel 4	Localización particular que requiera de ésta inspección.	Medición de espesores, protección catódica, parte mecánica, recubrimiento anticorrosivo, entre otros.	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. Para protección catódica conforme al inciso 8.3.2.1.2.	

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


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

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

**Tabla 12 Niveles de Inspección en ductos terrestres**

Longitud del Ducto	LME	Número de Excavaciones
Hasta 2 km	Cada 200 m	10
De 2 hasta 10 km	Cada 500 m	5 - 20
Mayores de 10 km	Cada 1 000 m	> 10

**Tabla 13 Localización de medición de espesores (LME)  
en tramos rectos de tubería**

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 55 DE 104</b>
---	---	---

La medición de espesores se debe realizar de acuerdo con el procedimiento 291-28000-MA-117-0013.

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

$$\text{Periodo (años)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{mínimo}}}{\text{velocidad de corrosión (mm/año)}} \dots\dots\dots (20)$$

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

$$\text{Velocidad de corrosión (L.T.)} = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{último}}}{\text{tiempo (años) entre las inspecciones última e inicial}} \dots\dots\dots (21)$$

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

$$\text{Velocidad de corrosión (S.T.)} = \frac{t_{\text{previo}} - t_{\text{último}}}{\text{tiempo (años) entre las inspecciones última y previa}} \dots\dots\dots (22)$$

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


**Equipo principal.** El espesor debe ser medido mediante el uso de equipos de pulso eco de 2,25 MHz de frecuencia y 13 mm (½ pulg) de diámetro con transductores de haz recto, éstos deben estar de acuerdo con lo indicado en el ASME Secc. V o equivalente. La frecuencia y diámetro del palpador se determinan 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 1 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 práctica recomendada ASNT SNT-TC-1A o equivalente.

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

- a) Excavación mínima en la zona de inspección de acuerdo al diámetro del ducto, profundidad y condiciones del terreno. 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 material de relleno en la zona de excavación y del recubrimiento anticorrosivo en caso de haberse retirado.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 56 DE 104</b>
---	---	---

**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 elaborar el isométrico donde se indiquen los lugares inspeccionados, así como una fotografía de las indicaciones encontradas. Los resultados obtenidos en la inspección se deben registrar en un formato de “Reporte de Resultados”, el cual debe incluir la siguiente información:

- a) Información General: Descripción de la pieza, tipo de material, fecha de inspección, entre otros.
- 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 acciones necesarias para confirmar y en su caso, corregir los daños o defectos encontrados.

Se deben calcular los espesores mínimos requeridos como lo indica el inciso 8.1.6.3, 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 del potencial de polarización de protección catódica en todo el eje longitudinal del ducto, respetando los criterios, tipo de inspección, frecuencia, requisitos de personal y equipo, trabajos a ejecutar, así como los registros de los resultados generados; todo lo anterior conforme a lo establecido en la NRF-047-PEMEX-2007.

**8.3.2.1.3 Protección anticorrosiva.** Se debe inspeccionar visualmente y con equipo detector de fallas, 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 emitir las recomendaciones respectivas y realizar el mantenimiento correspondiente. Esta inspección se debe realizar cada tres años o antes si después de la inspección visual o patrullaje de la tubería se detecta la necesidad de dar mantenimiento al recubrimiento.


**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 otros; 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 desempeño como su calibración.

**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.
- 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 el API RP 520 Parte II o equivalente.



 <p><b>PEMEX</b> Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 57 DE 104</b></p>
--	--	---

**8.3.2.3 Equipos, válvulas, accesorios y conexiones.** Se debe aplicar una inspección Nivel 1 para evaluar los equipos y conexiones que forman parte de los ductos de transporte. Los equipos lo constituyen: trampas de "diablos", válvulas, bridas, injertos, entre otros.

**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.

**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) que cumpla los requisitos establecidos en la NRF-060-PEMEX-2006, y de acuerdo con los resultados de la inspección se debe efectuar un AIM (Análisis de Integridad Mecánica) para programar los trabajos de mantenimiento preventivo y/o correctivo.

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". Asimismo, la frecuencia de inspección con equipo instrumentado será según el programa establecido por PEMEX o como se indica en 8.3.2.1.1. Se debe entregar a PEMEX la documentación, registros e informes derivados de la inspección.

La inspección mediante diablo instrumentado de ductos con tubería helicoidal debe realizarse tomando las precauciones necesarias para la obtención de registros de medición cerca de la costura espiral de la soldadura y de la interpretación de estos registros por parte de personal con experiencia.


### **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, abolladuras, deformaciones, socavaciones, entre otros).

**Perfil del personal.** Esta inspección debe ser realizada por técnicos de nivel II como mínimo, especializado en las técnicas de inspección visual, ultrasonido, radiografía industrial, líquidos penetrantes y partículas magnéticas. Todos ellos calificados de acuerdo con la práctica recomendada ASNT SNT-TC-1A o equivalente.

### **8.3.5 Documentación y registros entregables**

Los formatos de registro de datos y los reportes de resultados deben ser entregados a PEMEX junto con fotografías y/o dibujos y recomendaciones aplicables.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 58 DE 104</b>
---	---	---

## 8.4 Mantenimiento

Mediante un programa de mantenimiento, proporcionado por PEMEX, el contratista debe proceder a efectuar los trabajos requeridos en el mismo conforme al tipo de mantenimiento (preventivo y/o correctivo) que requiera algún ducto en particular, los cuales deben cumplir con lo indicado en los incisos siguientes.

### 8.4.1 Mantenimiento preventivo

**8.4.1.1 Monitoreo de la velocidad de corrosión interior.** Se debe llevar a cabo la instalación de testigos o probetas corrosimétricos de tipo gravimétrico que cumplan los requisitos de la NRF-194-PEMEX-2007 para monitorear la velocidad de corrosión interna.

**8.4.1.2 Inyección de inhibidores.** De acuerdo al programa de mantenimiento, se debe realizar la inyección de inhibidores de acuerdo a los criterios indicados en la NRF-005-PEMEX-2000.

**8.4.1.3 Corridas con diablo de limpieza e instrumentados.** De acuerdo al programa de mantenimiento, se debe cumplir con los requisitos y criterios establecidos en la NRF-060-PEMEX-2006.

**8.4.1.4 Reforzamiento de la protección catódica.** De acuerdo al programa de mantenimiento, se debe efectuar el reforzamiento de la protección catódica conforme a los requisitos establecidos en la NRF-047-PEMEX-2007. 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 las juntas aislantes.
- e) Remover los contactos metálicos accidentales.


En los segmentos del ducto donde se tengan valores de potenciales tubería-suelo por debajo del mínimo especificado (NRF-047-PEMEX-2007), se debe proceder a ajustar el sistema de protección existente y en caso de no ser suficiente para restablecer los niveles de protección, realizar su reforzamiento, instalando ánodos de sacrificio mediante soldadura de aluminotermia en áreas secas, y soldadura húmeda en aquellos puntos donde el ducto esté sumergido. Las juntas aislantes deben cumplir con las pruebas de continuidad de la NRF-096-PEMEX-2004.

Se deben mantener aisladas eléctricamente las camisas existentes 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. Las acciones a tomar se deben efectuar conforme a los procedimientos aprobados por PEMEX.

Se deben instalar postes de registro en ambos extremos de la vía de comunicación con conexiones independientes entre el ducto y la camisa para realizar las pruebas de continuidad entre ambos.

**8.4.1.5 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.

Para el caso de derechos de vía ya establecidos, se debe respetar la delimitación física existente, tanto en zona urbana como en zona rural. Para el caso de derechos de vía por establecer se debe considerar lo indicado en 8.1.11.1 para el caso de uno o más ductos, donde las franjas laterales dependerán del diámetro del ducto alojado en el extremo correspondiente del derecho de vía.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 59 DE 104</b>
---	---	---

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.

**8.4.1.6 Sistemas y dispositivos de seguridad.** De acuerdo al programa de mantenimiento, se debe efectuar un mantenimiento al equipo, válvulas, reguladores, entre otros.

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, dicho apriete debe efectuarse con torquimetro.

**8.4.1.7 Señalización.** De acuerdo al programa, se debe efectuar el mantenimiento a los señalamientos y mantener actualizado el tipo de localización del derecho de vía.

**8.4.1.8 Instalaciones superficiales.** De acuerdo al programa de mantenimiento, se debe aplicar la protección anticorrosiva (recubrimientos) en las instalaciones superficiales, tal como lo establece la norma NRF-004-PEMEX-2003. Se deben conservar libres de maleza, escombros, materiales dispersos, basura, entre otros.

**8.4.1.9 Cercas perimetrales y portones.** De acuerdo al programa, se debe efectuar el mantenimiento a las cercas perimetrales, bardas, puertas de acceso o portones las cuales se deben conservar en buen estado, así como los pisos de trabajo, escaleras y andadores. (Ver anexo F)

#### **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, entre otros. Esta información debe servir de base para tomar las medidas correctivas necesarias.

Las reparaciones deben realizarse mediante un procedimiento calificado y aprobado por PEMEX, las cuales deben ser efectuadas por personal calificado 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.

En caso de que el mantenimiento correctivo requiera de trabajos de biselado y contra biselado de la tubería, éstos deben realizarse con máquina biseladora en frío o torno. No se permite la utilización de equipo de corte oxiacetileno

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.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 60 DE 104</b>
---	---	---

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.

Para las reparaciones donde se requiera realizar una excavación mayor a 2 m de profundidad, se deben utilizar ademes y ataguías de acuerdo a lo establecido en la especificación Pemex P.3.0135.13-2001. Para excavaciones menores a 2 m de profundidad en terrenos inestables, también se deben colocar ademes y ataguías.

Todas las reparaciones, deben llevar una adecuada protección anticorrosiva, compatible y de similares características a las que tiene el ducto.

En todo trabajo de empaque y puesta en operación posterior a modificaciones o cambios efectuados por rehabilitación, operación o mantenimiento, se debe purgar el aire e inertizar el ducto, de acuerdo a procedimientos de Pemex, para evitar la formación de mezclas explosivas.

Después de una rehabilitación mayor, todas las instalaciones superficiales deben ser sometidas a: Inspección visual (Nivel 1), medición de dureza de campo y análisis de flexibilidad.

**8.4.2.2 Límites de imperfecciones (Daños mecánicos).** Las imperfecciones deben estar limitadas y como mínimo deben ser iguales o menores a lo indicado en la Tabla 14.

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.

Criterios de rechazo diferentes a los establecidos en la tabla 14 pueden ser aceptados siempre y cuando se demuestre con estudios de ingeniería basados en modelos de mecánica de fractura, elemento finito, pruebas de laboratorio, entre otros, 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.** Para el caso de corrosión generalizada (exterior o interior), si el espesor de pared se ha reducido a un valor menor que el espesor mínimo requerido de acuerdo al inciso 8.1.6.3, el contratista debe proponer las acciones necesarias para confirmar y en su caso corregir este defecto.

Tratándose de corrosión localizada (exterior o interior), se debe tomar en cuenta la geometría del defecto y propiedades mecánicas del ducto para determinar la presión de operación máxima segura (P') la cuál esta determinada por:


$$P' = P_f \times f_{CP} \dots\dots\dots (23)$$

Donde:

P<sub>f</sub> = Presión de falla obtenida de acuerdo con el Anexo E.

f<sub>CP</sub> = Factor de capacidad permisible por presión interna de diseño de acuerdo a 8.1.6

Si P' es menor que presión máxima de operación se deben tomar las acciones de corrección del defecto de acuerdo a la Tabla 14. Para el caso de requerirse determinar la resistencia remanente del ducto, ésta se debe obtener conforme el Anexo E de ésta norma de referencia.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 61 DE 104</b>
---	---	---

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, debe depender del tipo de anomalía, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 14. 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 en caliente pueden ser reparados mediante esmerilado, utilizando un procedimiento calificado y aprobado por PEMEX desde la evaluación técnica, en el cual el área base debe quedar suavemente contorneada. La Tabla 14 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 8.1.6.3. El esmerilado se permite hasta una profundidad del 10 por ciento del espesor de pared nominal. 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 y daños en caliente previamente esmerilados, pueden ser reparadas con depósitos de metal de soldadura.

El metal de aporte utilizado en reparaciones debe ser del grado y tipo de la tubería que está siendo reparada.

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 debe proceder 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 deben colocar 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.


Todos los soldadores que realicen trabajos de reparación deben ser calificados conforme a lo indicado 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 14 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.

TIPO	LIMITES (para defectos aislados)	ACCIONES	REPARACION DEFINITIVA O PERMANENTE ACEPTADA
Ranuras	Profundidad mayor de 10% del espesor nominal		
Abolladuras	Cuando afecten la curvatura de la tubería 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 6,4 mm (1/4 pulg.) en una tubería de 304,8 mm (12 pulg.) y menores o 2% del diámetro nominal de tuberías mayores de 304,8 mm (12 pulg.).		
Daño caliente	Los daños calientes que rebasen el 10% del espesor nominal de la tubería deben ser evaluados con estudios de ingeniería.	Sustituir tramo* o reparar	1, 2 o 3
Grietas	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura.	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
Imperfecciones en soldaduras			
-Penetración inadecuada y fusión incompleta	25,4 mm (1pulg.) de longitud	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
-Área quemada	6,4 mm (1/4 pulg.) de dimensión máxima o el espesor del material base	Idem	1 o 2
-Inclusiones de escoria	50,8 mm (2 pulg.) de longitud o 1,6 mm (1/16 pulg.) de ancho	Idem	1 o 2
-Porosidad o burbujas de gas	1,6 mm (1/16 pulg.) de dimensión máxima	Idem	1 o 2
-Socavación	Profundidad de 0,8 mm (1/32 pulg.) o 12,5% del espesor (el que sea menor) y su longitud no excederá el valor menor entre 50,8 mm (2 pulg.) o 3,2 mm (1/8 pulg.) de la longitud de soldadura.	Idem	1 o 2
Corrosión externa generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.1.6.3	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2 o 5
Corrosión interna generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.1.6.3	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada interna	De acuerdo al Anexo E de esta norma de referencia.	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada externa	De acuerdo al Anexo E de esta norma de referencia.	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2, 3, 4 y 5
<p><b>NOTA:</b> En caso de presentarse fuga en cualquier tipo de discontinuidades citadas, ésta debe ser reparada mediante el método de reparación definitiva o permanente.</p> <p><b>REPARACIONES:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sustitución de tramo.</li> <li>2. Envoltente circunferencial completa soldada.</li> <li>3. Esmerilado hasta un 10% del espesor de pared nominal.</li> <li>4. Relleno con material de aporte.</li> <li>5. Refuerzo no metálico.</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 14 Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas**

Para reparaciones de abolladuras, grietas que puedan ser consideradas reparables (ver Tabla 14), debe usarse un material de relleno transmisor de esfuerzos para llenar el vacío entre la envoltente y la tubería, con el propósito de transferir adecuadamente las cargas por presión del ducto conductor a la camisa de refuerzo.

 <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>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 63 DE 104</b></p>
--	--	--

Una tubería con daños en caliente, 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 8.2.12.3.

Las envolventes circunferenciales completas, deben estar diseñadas para contener o soportar la presión de diseño o la máxima de operación del ducto que se va a reparar. Dicha envoltente 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 envoltente es mayor que el espesor de la tubería que se va a reparar, los extremos circunferenciales de dicha envoltente deben ser biselados hasta alcanzar un espesor igual al de la tubería. Los procedimientos, calificación de soldadores y soldadura deben cumplir con lo establecido en los incisos 8.2.12 y 8.2.13 de esta norma de referencia.

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 áreas 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, 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 14 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 permanente o definitiva en el menor tiempo posible. Si una camisa mecánica se suelda al ducto mediante un procedimiento calificado y aprobado por PEMEX, se considera como reparación permanente, y en este caso se debe efectuar una inspección radiográfica o ultrasónica de las soldaduras circunferenciales y longitudinales.

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 y presión de soldadura calculada.

**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 8.1.6.3, con una longitud no menor de un diámetro de la tubería para diámetros mayores de 168 mm (6,625 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 8.2.19. 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

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 64 DE 104</b>
---	---	---

pruebas no destructivas (excepto la inspección visual) a todas las soldaduras a tope del empate después de su instalación.

Las soldaduras realizadas durante la sustitución de carretes deben ser examinadas al 100 por ciento por métodos no destructivos.

**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, para dar reforzamiento al ducto debilitado por la corrosión exterior en metal base o por daños mecánicos.

La utilización de envolventes no metálicas para la reparación de ductos con disminución de espesor por corrosión externa, está sujeta a que se demuestre que el producto debe soportar 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.

Se deben delimitar mediante tres flejes metálicos de acero de 1,250 pulg. x 0,031 pulg., ambos extremos de los refuerzos no metálicos, los cuales no deben estar en contacto directo con la tubería, con la finalidad de que sean detectados por las inspecciones con equipo instrumentado.

El material no metálico utilizado como refuerzo debe incluir componentes para resistir los rayos ultravioleta, así como estar protegido con un recubrimiento externo para resistir el medio en que será instalado, además, debe estar soportado documentalmente con pruebas de resistencia a las condiciones de presión y temperatura con las que debe operar. Además de comprobarse su uso en instalaciones similares de operación y ambientales. Este tipo de reparación no se permite en juntas soldadas.

Los refuerzos no metálicos que cumplan con el párrafo anterior, se deben considerar 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 de la tubería deben ser inspeccionadas radiográficamente al 100 por ciento 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 antes del inicio y al finalizar el trabajo de reparación, como se indica enseguida:

#### **Documentación que se debe entregar antes de iniciar los trabajos**

- a) Procedimientos de reparación mediante:
  - a1) Esmerilado.
  - A2) Soldadura de relleno.
  - A3) Camisa de refuerzo.
  - A4) Camisa metálica.
  - A5) Refuerzo no metálico.
  - A6) Inspección de soldadura mediante PND (Prueba no destructiva).
  - A7) Reparación de soldadura.



 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 65 DE 104</b>
---	---	---

- A8) 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.

#### **Documentación que se debe entregar al finalizar los trabajos**

- a) Registros de cada tipo de reparación.
- b) Planos o dibujos a escala de la reparación incluyendo la localización mediante coordenadas.
- c) Registro de pruebas hidrostáticas o neumáticas según aplique.
- d) Informe o reporte ejecutivo que incluya la memoria de los trabajos realizados, observaciones y recomendaciones.
- e) 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 construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos, se deben cumplir las disposiciones de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA) y sus Reglamentos que apliquen. Asimismo, se deben cumplir los requisitos de la norma oficial mexicana NOM-117-SEMARNAT-1998.

El contratista se debe apegar al reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así como al Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.

Se deben cumplir las disposiciones establecidas por el organismo subsidiario correspondiente y lo relacionado a las "Obligaciones de Seguridad, Salud Ocupacional y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de Pemex Exploración y Producción", referenciadas en el capítulo de bibliografía de la presente norma de referencia.

Las áreas 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**

Vigilar que se cumplan los requisitos 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.

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 66 DE 104</b>
---	---	---

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 NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES

Esta norma de referencia no tiene concordancia con ninguna norma mexicana o internacional.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

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

**11.1 API RP 5L1** - "Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe", 2002 (Práctica recomendada para la transportación de tubería por ferrocarril, 2002)

**11.2 API RP 5LW** - "Transportation of Line Pipe on Barges and Marine Vessels", 1996 (Transportación de tubería en barcasas y buques marinos, 1996)

**11.3 API SPEC 5L** - "Specification for Line Pipe", 2007 (Especificación para tubería, 2007)

**11.4 API STD 1104** - "Welding of Pipelines and Related Facilities", Twentieth Edition, 2005 (Soldadura de ductos e instalaciones relacionadas, Edición Vigésima, 2005)

**11.5 API RP 1110** - "Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide", Edition, 2007 (Prueba de presión de ductos de acero para el transporte de gas, gas de petróleo, líquidos peligrosos, líquidos o bióxido de carbono altamente volátiles. Edición 2007)


**11.6 API RP 520 Part II** - "Sizing, Selection, and Installation Of Pressure-Relieving Devices in Refineries", Part II – Installation, Fourth Edition, December 1994 (Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de alivio de presión en refineries, Parte II – Instalación, Cuarta edición, Diciembre 1994)

**11.7 ASME B16.9** - "Factory-Made Wrought Butt welding Fittings", 2007 (Accesorios forjados para soldar a tope, producidos en fabrica, 2007)

**11.8 ASME B31.4** - "Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids", 2006 (Sistemas de ductos para transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos, 2006)

**11.9 ASME B31.8** - "Gas transmission and distribution piping systems", 2007 (Sistemas de ductos de transporte y distribución de gas, 2007)

**11.10 ASME Section V** - "Nondestructive Examination", 2007 (Pruebas no destructivas, 2007)

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 67 DE 104</b>
---	---	---

**11.11 ASME Section VIII** - "Rules for construction of pressure vessels", Division 1, 2007 (Reglas para construcción de recipientes a presión. Division 1, 2007)

**11.12 ASME Section IX** - "Qualification standard for welding and brazing procedures, welders, brazers, and welding and brazing operators", 2007 (Estándar para la calificación de procedimientos de soldadura y soldadores, soldadura, soldadores, y operarios de soldadura y soldadores, 2007)

**11.13 MSS SP-58-2002** - "Pipe Hangers and Supports - Materials, Design and Manufacture", 2002 (Ganchos y soportes de tubería - Materiales, diseño y fabricación, 2003)

**11.14 MSS SP-69-2003** - "Pipe Hangers and Supports - Selection and Application", 2003 (Ganchos y soportes de tubería - Selección y aplicación, 2003)

**11.15 MSS SP-75-2004** - "Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings", 2004 (Especificación para accesorios soldados a tope de alta prueba de forjado, 2004)

**11.16 SNT-TC-1A (ASNT)** - "Recommended practice personnel qualification and certification in nondestructive testing", 2001 (Práctica recomendada para calificación y certificación de personal en pruebas no destructivas, 2001)

Especificaciones PEMEX

**11.17 No. 09.0.03** - Dispositivos de Alivio de Presión (Periodos máximos permisibles para la calibración y prueba). Septiembre/1987

**11.18 P.1.0000.09** - Embalaje y marcado de equipos y materiales

**11.19 P.3.0135.13** - Ademes y Ataguías, 2001

**11.20 P.3.0710.01** - Cruces direccionales para ductos de recolección y transporte, 2007

**11.21 P.4.310.01** - Electrodo de acero baja aleación, con revestimiento, 1999

**11.22 P.4.311.01** - Electrodo de acero dulce con revestimiento para soldadura de arco, recomendaciones de uso, 2000

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

**11.24 CI-2** - Reglamentación con respecto a la instalación de válvulas de bloqueo en las válvulas de seguridad

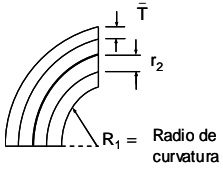
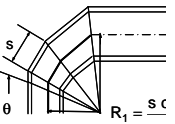
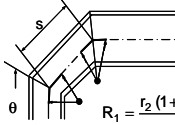
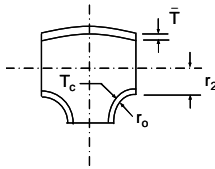
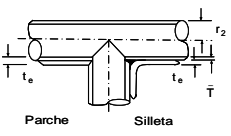
**11.25 IN-10.1.02** - Seguridad para personal de operación y mantenimiento de ductos. Febrero/1990

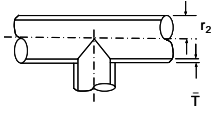
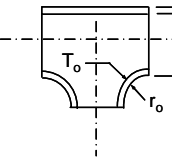
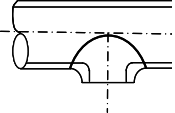
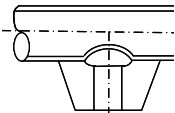
**11.26 ANEXO "S"** - "Obligaciones de Seguridad, Salud Ocupacional y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de Pemex Exploración y Producción" Tercera versión de Febrero de 2004

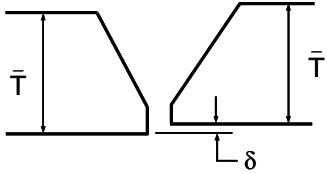
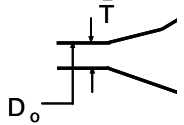
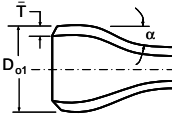
**11.27 291-28000-MA-117-0013** – Procedimiento general para la inspección ultrasónica de instalaciones petroleras superficiales de producción primaria.

12. ANEXOS

Anexo A Factores de intensificación de esfuerzos

Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzos, i		Flexibilidad característica, h	Diagrama
		Fuera del plano, $i_0$	En el plano, $i_i$		
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, espaciamiento cerrado $s < r_2(1 + \tan \theta)$ Notas (1), (2), (3) y (5)	$\frac{1,52}{h^{5/6}}$	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{\cot \theta \bar{t} s}{2 r_2^2}$	
Codo mitrado simple, espaciamiento abierto $s < r_2(1 + \tan \theta)$ Notas (1), (2) y (5)	$\frac{1,52}{h^{5/6}}$	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{1 + \cot \theta \bar{t}}{2 r_2}$	
Te soldada por ANSI B16.9 con $r_0 \geq d/8$ $T_c \geq 1,5T$ Notas (1), (2) y (6)	1	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_0 + \frac{1}{4}$	$4,4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Te fabricada reforzada con solapa o silleta Notas (1), (2), (7), (8) y (9)	1	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_0 + \frac{1}{4}$	$\frac{(T + 1/2t_e)^{5/2}}{T^{3/2} r_2}$	

Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzos, i Notas (1) y (2)		Flexibilidad característica, h	Diagrama
		Fuera del plano, $i_0$	En el plano, $i_i$		
Te fabricada sin refuerzo Notas (1), (2) y (9)	1	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_0 + \frac{1}{4}$	$\frac{\bar{T}}{r_2}$	
Salida extruida $r_0 \geq 0,05d$ $T_c < 1,5T$ Notas (1), (2) y (6)	1	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_0 + \frac{1}{4}$	$\left(1 + \frac{r_0}{r_2}\right) \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Inserto soldado $r_0 \geq d/8$ $T_c \geq 1,5T$ Notas (1), (2) y (10)	1	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_0 + \frac{1}{4}$	$4,4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Accesorio ramal soldado (reforzado integralmente) Notas (1), (2), (9) y (11)	1	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$\frac{0,9}{h^{2/3}}$	$3,3 \frac{\bar{T}}{r_2}$	

Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzos, i	Diagrama
Soldadura a tope $\bar{T} \geq 0,237$ pulg $\delta_{max} \leq 1/16$ pulg $\delta_{prom}/\bar{T} \leq 0,13$	1	1,0	
Soldadura a tope $\bar{T} \geq 0,237$ pulg $\delta_{max} \leq 1/8$ pulg	1	1,9 máx o $[0,9 + 2,7(\delta_{prom}/\bar{T})]$	
Soldadura a tope $\bar{T} \leq 0,237$ pulg $\delta_{max} \leq 1/16$ pulg $\delta_{prom}/\bar{T} \leq 0,33$			
Transición afiliada por ANSI B16.25 Nota (1)	1	1,9 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 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 tubería doblada

$\bar{T}$  = Espesor nominal de pared del componente de tubería, mm (pulg)  
 = Para codos y codos mitrados, espesor nominal de pared del accesorio, mm (pulg)  
 = Para tes soldadas, espesor nominal de pared de la tubería mm (pulg)  
 = 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), mm (pulg)

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

$D$  = Diámetro exterior del ramal, mm (pulg)

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

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

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

$T_e$  = Espesor de la solapa o silleta, mm (pulg)

$\theta$  = 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 efectiva (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:

$$\left[ 1 + 6 \left( \frac{P}{E_e} \right) \left( \frac{r_2}{\bar{T}} \right)^{7/6} \left( \frac{R_1}{r_2} \right)^{1/3} \right] \dots\dots\dots (A1)$$

y dividir i por:

$$\left[ 1 + 3,25 \left( \frac{P}{E_e} \right) \left( \frac{r_2}{\bar{T}} \right)^{5/2} \left( \frac{R_1}{r_2} \right)^{2/3} \right] \dots\dots\dots (A2)$$

Donde:

$E_c$  = 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  $h = 4,05 T/r^2$ .
- (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.  $\delta$  prom es el promedio del desalineamiento.

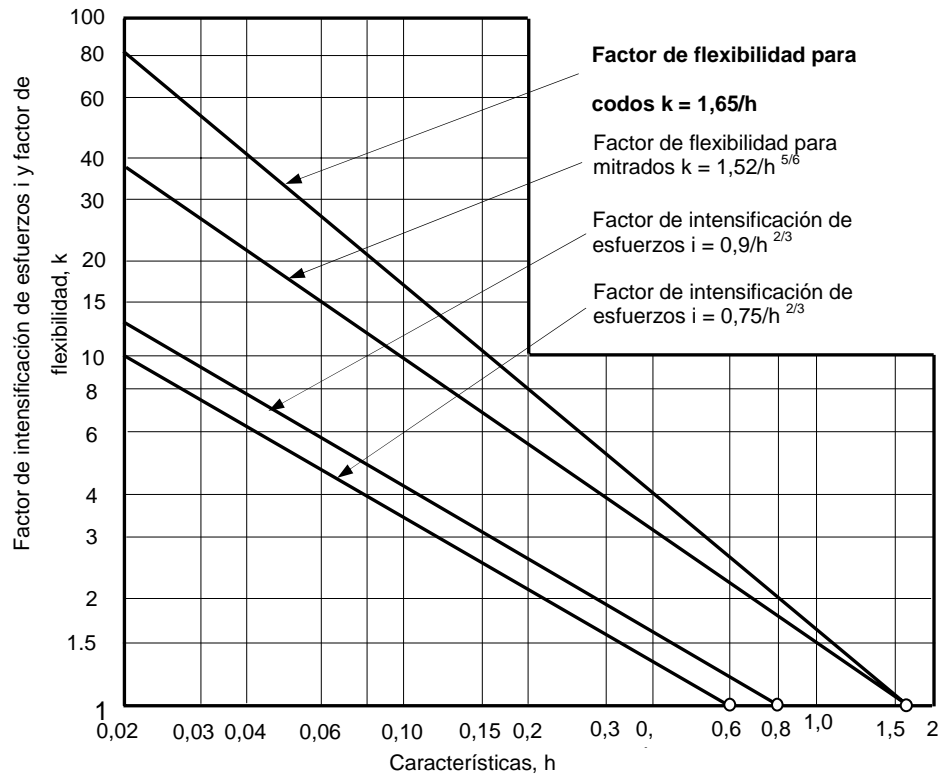
- (13) La ecuación aplica únicamente si se cumplen las siguientes condiciones:
  - a) El ángulo del cono  $\alpha$  no excede  $60^\circ$  y el reductor es concéntrico.
  - b) El mayor de  $D_{o1} \sqrt{\bar{T}}$  y  $D_{o2} \sqrt{\bar{T}}$  no excede de 100.
  - c) El espesor de pared no es menor que  $\bar{T}_1$  a lo largo del cuerpo del reductor, excepto en e inmediatamente adyacente a la porción cilíndrica del extremo menor, donde de 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:

$$M_L = (C/4) (S_b A_b - P A_p) \dots\dots\dots (A3)$$

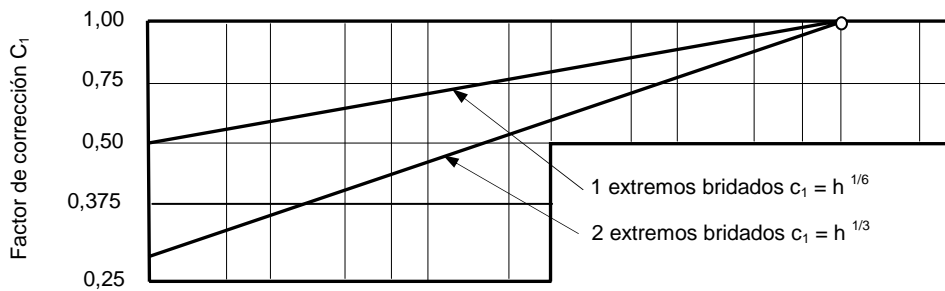
$A_b$  = área total de los pernos,  $mm^2$  (pulg.<sup>2</sup>)  
 $A_p$  = área de contacto de la junta,  $mm^2$  (pulg.<sup>2</sup>)  
 $C$  = perímetro del perno, mm (pulg.)  
 $M_L$  = momento para producir fuga en la brida, mm·N (pulg.-lb)  
 $P$  = presión interna MPa (lb/pulg.<sup>2</sup>)  
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

- (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.






**Diagrama A**



**Diagrama B**

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 74 DE 104</b>
---	---	---

## 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 cedencia mínimo especificado del cabezal y la tubería 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, solapas o silletas, aplican únicamente para los casos donde el eje de la salida interseca 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.

$$L = 0,7\sqrt{dT_o} \dots\dots\dots (B1)$$

$t_b$  = Espesor requerido de la tubería ramal de acuerdo con el párrafo 8.1.6.3.1.

$T_b$  = Espesor de pared nominal del ramal.

$t_h$  = Espesor requerido del cabezal de acuerdo con el párrafo 8.1.6.3.1.

$T_h$  = 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 38 mm (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 32 mm (1,25 pulg)

 <p><b>Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</b></p>	<p align="center"><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p align="center"><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 75 DE 104</b></p>
--	---	--

- iii) Cuando el contorno externo tenga más de un radio, el radio de cualquier sector de arco de aproximadamente 45°, debe cumplir con los requisitos de los incisos I) y II).
  - iv) No debe emplearse el maquinado para cumplir con los requisitos anteriores.
- c) Área requerida: El área requerida se define como:
- $$A = K(t_h D_o) \dots\dots\dots (B2)$$
- Donde K debe tomarse como sigue:
- Para  $d/D > 0,60$ ,  $K = 1,00 \dots\dots\dots (B3)$
- Para  $0,15 < d/D < 0,60$ ,  $K = 0,60 + \frac{2}{3} \left( \frac{d}{D} \right) \dots\dots\dots (B4)$
- Para  $d/D \leq 0,15$ ,  $K = 0,70 \dots\dots\dots (B5)$
- 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:
- $$A_1 = D_o (T_h - t_h) \dots\dots\dots (B6)$$
- 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:
- $$A_2 = 2L(T_b - t_b) \dots\dots\dots (B7)$$
- 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:
- $$A_3 = 2r_o (T_o - T_b) \dots\dots\dots (B8)$$
- 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 Figuras. B2, B3 y B4. El diseño debe reunir los requerimientos mínimos listados en la Tabla B1 y descritos en los respectivos incisos.

Relación entre el Esfuerzo circunferencial de diseño y el Esfuerzo de cedencia 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 solapas, silletas parciales u otro tipo de refuerzo localizado.
- (2) Tes de contorno suave y diseño probado son preferidas. Si no pueden ser usadas el refuerzo debería extenderse completamente alrededor de la circunferencia del tubo (cabezal), pero también pueden ser del tipo parcial como: tipo solapa, tipo silleta, o de accesorio para soldar.
- (3) El elemento de refuerzo puede ser del tipo envolvente completo (ver Fig. B2), del tipo solapa 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 Figuras. 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 de esfuerzos en la tubería dentro de límites de seguridad. Se debe tomar en cuenta los esfuerzos en la pared remanente del ducto 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, entre otros. Asimismo, 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 cedencia mínimo especificado (SMYS), y tenga una conexión ramal soldada simple o múltiple, el esfuerzo permisible debe ser el 75 por ciento 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:

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

Donde:

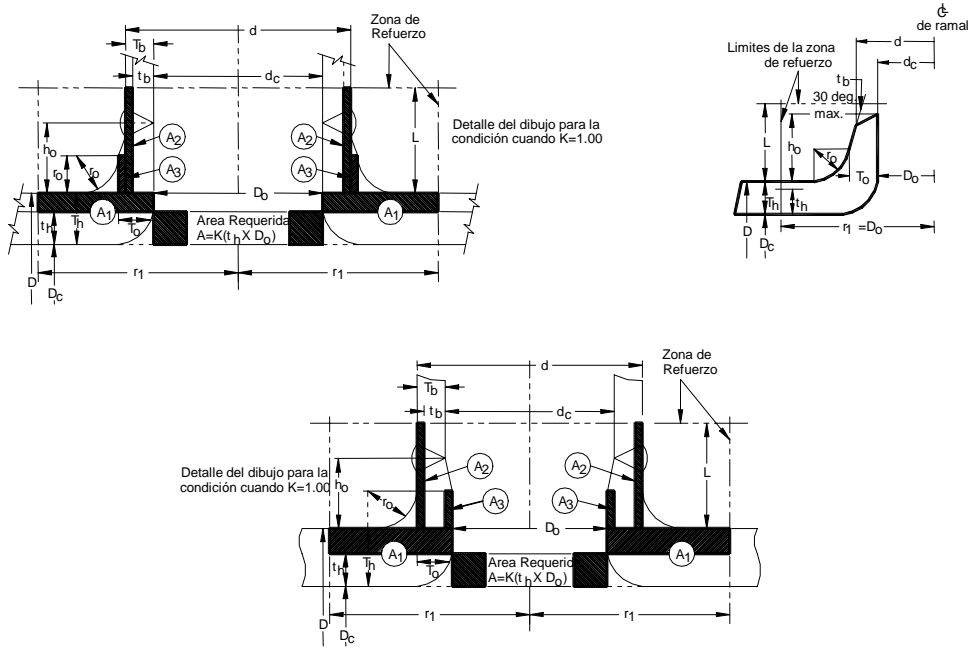
- d Longitud de la abertura terminada en la pared del cabezal, medida paralelamente al eje del cabezal.
- $t_h$  Espesor de diseño de la pared del cabezal requerido en el párrafo 8.1.6.3.1. Para tubería soldada, cuando el ramal no intersecta la soldadura longitudinal del cabezal, el valor del esfuerzo 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 8.1.6.3.1) 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 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 de la tubería. 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.

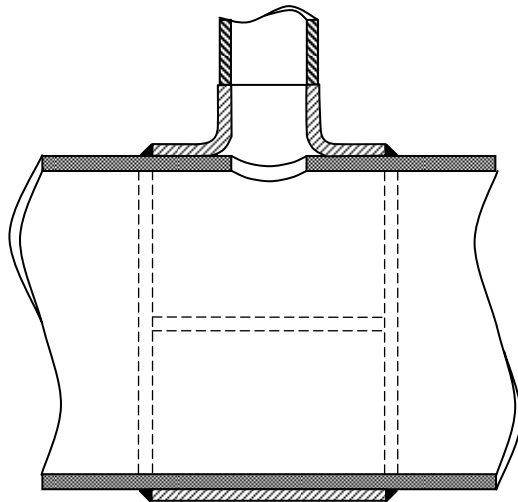
- i) No debe considerarse el uso de costillas o chapas triangulares como contribución al refuerzo de la conexión ramal. Esto no prohíbe el uso de estos dispositivos para propósitos ajenos a los del refuerzo, tal como rigidizar el sistema.
- j) El ramal debe fijarse por medio de una soldadura del espesor 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 por ciento 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 una tubería ha sido trabajada en frío para cumplir con el esfuerzo de cedencia mínimo especificado (SMYS) y se usa como cabezal que contenga conexiones ramal simples o múltiples soldadas, el esfuerzo permisible debe ser el 75 por ciento 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.

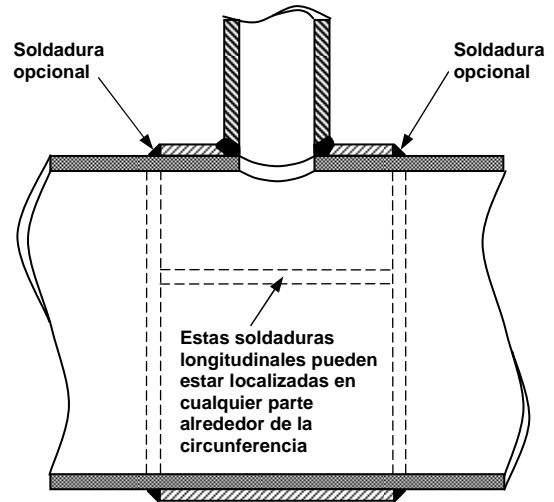


**Figura B1 Cabezal de salida extruida**



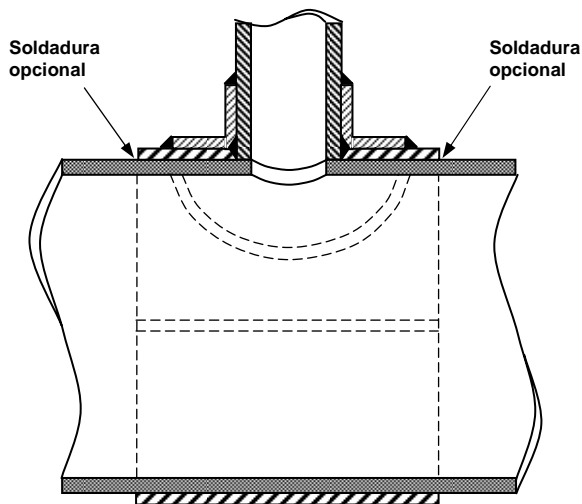
**NOTA:**  
 Puesto que la presión del fluido se ejerce en  
 ambos lados del metal de la tubería bajo la  
 "TE", el metal de la tubería no proporciona  
 refuerzo.

**TIPO "TE"**

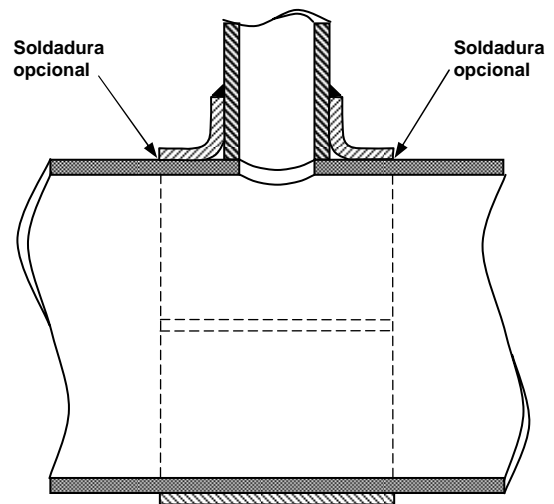


**NOTA:**  
 Hacer un agujero en la pieza de refuerzo para  
 detectar fugas en las soldaduras ocultas y  
 para proporcionar ventilación durante la  
 soldadura y el tratamiento térmico. No  
 requerido para el tipo de "TE"

**TIPO ENVOLVENTE**



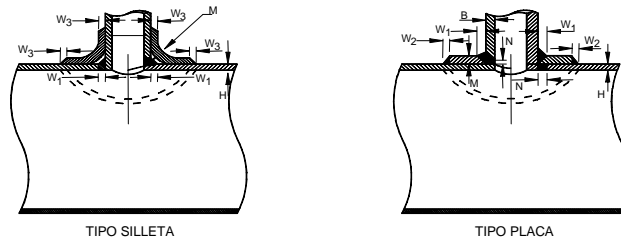
**TIPO SILLETA Y ENVOLVENTE**



**TIPO SILLETA**

**Figura B2. Detalles de soldadura para aberturas con tipo de refuerzo de envolvente completa**



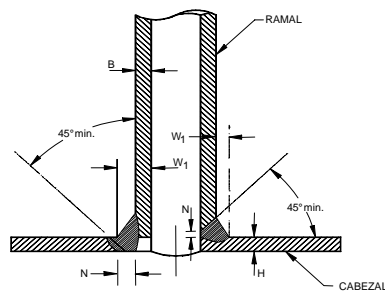


$W_1 \text{ min.} = 3 B/8$ , pero no menos que 6,4 mm (1/4 pulg.)  
 $W_2 \text{ min.} = M/2$ , pero no menos que 6,4 mm (1/4 pulg.)  
 $W_3 \text{ min.} = M$ , pero no mayor que H.  
 $N = 1,6 \text{ mm (1/16 pulg.) min.}$  a menos que se use una soldadura de respaldo o una tira de respaldo.

**NOTAS**

- Todas las soldaduras deberán 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 deberá ser biselado en la orilla hasta dejar un espesor de pared igual al 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.

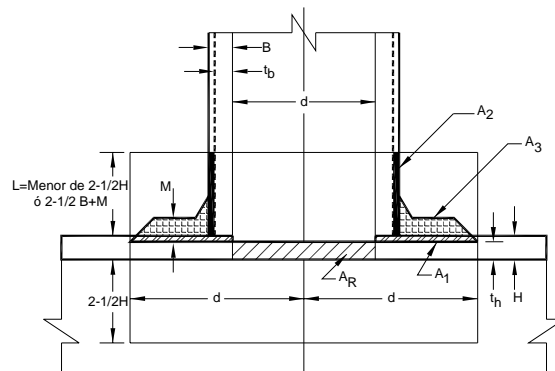
**Figura B3. Detalle de soldadura para aberturas con refuerzo tipo localizado**



**NOTAS:**

- Cuando se usa una silleta para soldar, se deberá insertar por encima de este tipo de conexión.
- $W_1 = 3B/8$  pero no menor que 6,4 mm (1/4 pulg.)
- $N = 1,6 \text{ mm (1/6 pulg.) min.}$  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  $A_R = dt_h$

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**

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 83 DE 104</b>
---	---	---

## ANEXO C

### Señalización

Sobre el derecho de vía y en las instalaciones de todo ducto de transporte, se deben instalar señalamientos necesarios 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-2004, NOM-026-STPS-1998 y NOM-027-STPS-2000.

**Señalamiento tipo informativo.** Indica la localización de los ductos y caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones de PEMEX para fines de identificación y de inspección.

Los señalamientos informativos destinados a indicar la posición de los ductos, deben ser del tipo "I" (Fig. C1) para ductos a campo travesía y tipo "II" (Fig. C2) para ductos en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" (Fig. C3) se debe utilizar para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

Para ductos a campo travesía, el señalamiento 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.

Este señalamiento se debe instalar cada cinco kilómetros, comenzando en el kilómetro cero y se debe ubicar 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.


Este señalamiento sirve como referencia 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 señalamientos antes mencionados existen los tipo "R" y "RA" que se usan en sistemas de protección catódica de acuerdo a la NRF-047-PEMEX-2007.

Para ductos en zona urbana, el señalamiento 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.

Este señalamiento se debe colocar ahogado 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 debe colocar 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 align="center"><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p align="center"><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 84 DE 104</b></p>
--	---	--

Este señalamiento tipo "III" (Fig. C3) consiste en un cartel de 0,61 m (2 pies) por 0,61 m (2 pies), el cual se debe fabricar 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 tubería 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 tubería, y de longitud adecuada al tipo de terreno. El soporte de la tubería debe sobresalir 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. El señalamiento se debe localizar a ambos lados de la carretera, 100 m (328 pies) antes del entronque del camino de acceso. Su leyenda debe incluir 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.** Indica 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.

Los señalamientos restrictivos pueden ser de los tipos "IV" (Fig. C4), "IV-A" (Fig. C4.1), "V" (Fig. C5) y "VI" (Fig. C6) siguientes:


Los tipos "IV" y "V" consisten de un cartel con dimensiones, elementos y mensaje de acuerdo a lo señalado en los Figuras C4 y C5, respectivamente. Se deben fabricar con 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 tubería galvanizado de 5 cm (2 pulg) de diámetro cédula 40 y 3,00 m (10 pies aproximadamente) de longitud, mediante un marco soldado (Figuras 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 debe sobresalir 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 figuras, en dimensiones tales que sean legibles a no menos de 5 m (16 pies-6 pulg) de color negro sobre fondo contrastante color amarillo.

Para los postes tipo IV de concreto, en la parte inferior del poste, en la cara principal a 10 cm del N.T.N. (Nivel del terreno natural) o N.P.T. (Nivel de piso terminado) en sentido vertical se le debe grabar la inscripción del número de contrato, en color negro, por medio del cual se adquirieron los postes, con la leyenda: CONTRATO – XXXXXXXXXXXXX.

Los señalamientos tipo "IV" y "IV-A" (Figuras C4 y C4.1) 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, entre otros, 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 (1 640,5 pies) en donde no hay cruces, preferentemente en los linderos o cercas de las propiedades, con el fin de evitar daños

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 85 DE 104</b>
---	---	---

a los señalamientos durante las tareas agrícolas. En todos los casos éste señalamiento se ajustará a lo indicado en la (Fig. C9).

El poste tipo "IV-A" consistirá de un poste cilíndrico de 8,9 cm (3,5 pulg) de diámetro, de 2,4 m (7,87 pies) de altura y entre 0,318 y 0,381 cm (0,125 y 0,150 pulg) de espesor, fabricado con resina de Polietileno de alta densidad y un capuchón (domo o cúpula) de resina de Policarbonato con las siguientes propiedades mecánicas:

Propiedad Mecánica	Material		Método de prueba
	Polietileno de Alta densidad (Poste base)	Policarbonato (Capuchón, domo o cúpula)	
Resistencia a la ruptura (Tensile Strength @ Break)	24MPa – 28MPa (3 481 lb/pulg <sup>2</sup> – 4 061 lb/pulg <sup>2</sup> )	60MPa – 70MPa (8 702 lb/pulg <sup>2</sup> – 10 152 lb/pulg <sup>2</sup> )	ASTM D 638 o equivalente
Elongación a la ruptura (Elongation @ Break)	500% - 900%	110% - 120%	ASTM D 638 o equivalente
Esfuerzo al impacto (Tensile Impact Strength)	210 N-mm/mm <sup>2</sup> -315 N-mm/mm <sup>2</sup> (100 lb-pie/pulg <sup>2</sup> -150 lb-pie/pulg <sup>2</sup> )	526 N-mm/mm <sup>2</sup> -631 N-mm/mm <sup>2</sup> (250 lb-pie/pulg <sup>2</sup> -300 lb-pie/pulg <sup>2</sup> )	ASTM D 1822 o equivalente
Dureza Shore D (Hardness, Shore D)	>60	No aplica	ASTM D 2240 o equivalente
Dureza Rockwell M (Hardness, Rockwell M)	No aplica	>65	ASTM D 785 o equivalente
Resistencia al impacto (Impact Resistance)	>95 000 N-mm (>70 lb-pie)	No aplica	ASTM D 2444 o equivalente

Además debe cumplir con las siguientes características:


- Resistente a la radiación ultravioleta (UV) conforme al ASTM D 4329 o equivalente.
- Resistente a la corrosión ambiental y agentes químicos (solventes, acetonas, aceites e hidrólisis) conforme al ASTM D 56 o equivalente.
- Retardante de flama (V-0) ASTM D 56 o equivalente.
- Estabilidad dimensional de –40 °C a 104 °C (–40 °F a +220 °F).
- El poste debe tener capacidad de doblarse a 90° sin romperse ni agrietarse, y recuperar su verticalidad por sí mismo.

La parte superior debe ser de color tipo Pantone 123C (amarillo tipo Caterpillar) que permita la aplicación de gráficos embebidos en color negro con las leyendas "No excavar", "No construir", "No golpear", "Ductos PEMEX", y el número telefónico para reporte de emergencias. (ver dibujo C4.1).

Para el poste tipo IV-A, en la parte inferior del capuchón en ambas caras y a 2 cm de la base inferior del mismo, se debe colocar la inscripción del número de contrato con el cual se adquirieron los postes, en sentido horizontal con letras color negro de 5 a 20 mm de alto y embebidas en el material (subsuperficiales) de la resina de policarbonato, con la leyenda: CONTRATO – XXXXXXXXXXXXX.

Los gráficos y leyendas deben realizarse con pintura indeleble, por lo cual no requieren de mantenimiento. El material no se debe decolorar por exposición a rayos ultravioleta (UV) y debe ser resistente a la erosión por arena en zonas desérticas.

La parte inferior del poste, por debajo de la leyenda, debe ser de color tipo Pantone 123C (amarillo tipo Caterpillar) con perforación en la base para su anclaje. El sistema de anclaje debe consistir de una barra metálica transversal con protección anticorrosiva, que atraviesa al poste en su base (ver dibujo C4.1).

 <p><b>PEMEX</b> Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios</p>	<p><b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS TERRESTRES PARA TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS</b></p>	<p><b>NRF-030-PEMEX-2009</b> Rev: 0 <b>PÁGINA 86 DE 104</b></p>
--	--	---

El proveedor debe presentar los registros y certificados de prueba de las resinas y del producto (poste y capuchón) para que PEMEX verifique el cumplimiento de las características, propiedades y especificaciones indicadas con anterioridad.

Los postes tipo IV-A no cancelan a los actualmente utilizados en los derechos de vía de PEMEX, los postes tipo IV-A son una opción alterna a los postes de concreto y metálicos.

El señalamiento tipo "V" (Fig. C5) se debe colocar 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, entre otros. La localización debe ser en el interior de estas instalaciones y será a criterio del personal encargado del mantenimiento, con la condición de que los puntos sean estratégicamente escogidos para que desde cualquier lugar, siempre pueda verse cuando menos una. Cuando sea posible, este señalamiento 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 los señalamientos tipo IV y V.

El señalamiento tipo "VI" (Fig. C6), se debe 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. Se debe colocar 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 este señalamiento, se deben considerar las condiciones del terreno, vientos dominantes, avenidas máximas, entre otros.

**Señalamiento tipo preventivo.** Indica acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y de mantenimiento, advirtiendo los daños que éstos pueden ocasionar.

Los señalamientos preventivos pueden ser de los tipos "VII" (Fig. C7) y "VIII" (Fig. C8), siguientes:

El señalamiento tipo "VII" (Fig. C7), debe ser portátil y consistir 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, entre otros) en áreas o vías públicas y estar destinadas específicamente a evitar daños al público.

El señalamiento tipo "VIII" (Fig. C8) debe ser portátil y consistir 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.

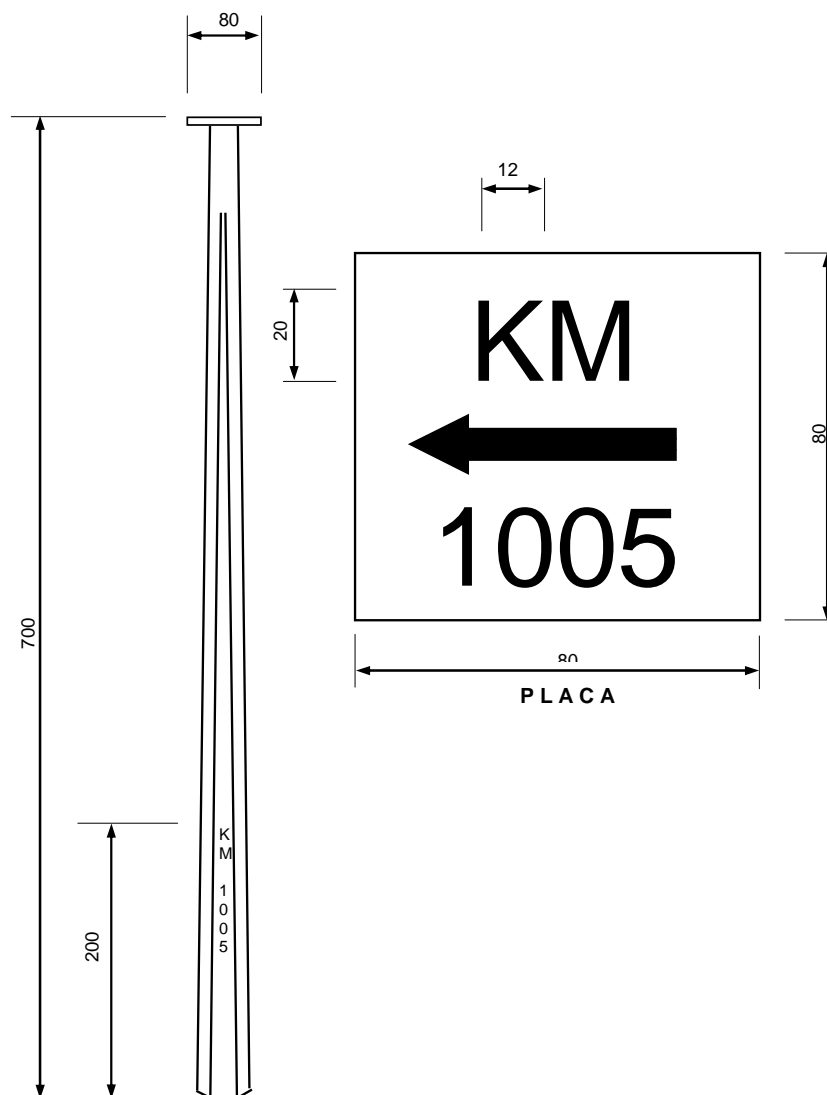
La frecuencia de este señalamiento depende de las condiciones particulares de cada caso, pero debe hacerse la localización precisa del ducto, ya sea por medio de un sondeo a cada 50 m (164 pies aproximadamente) o empleando el equipo localizador adecuado y confiable en todo el trayecto que abarque el 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, entre otros) sobre toda franja

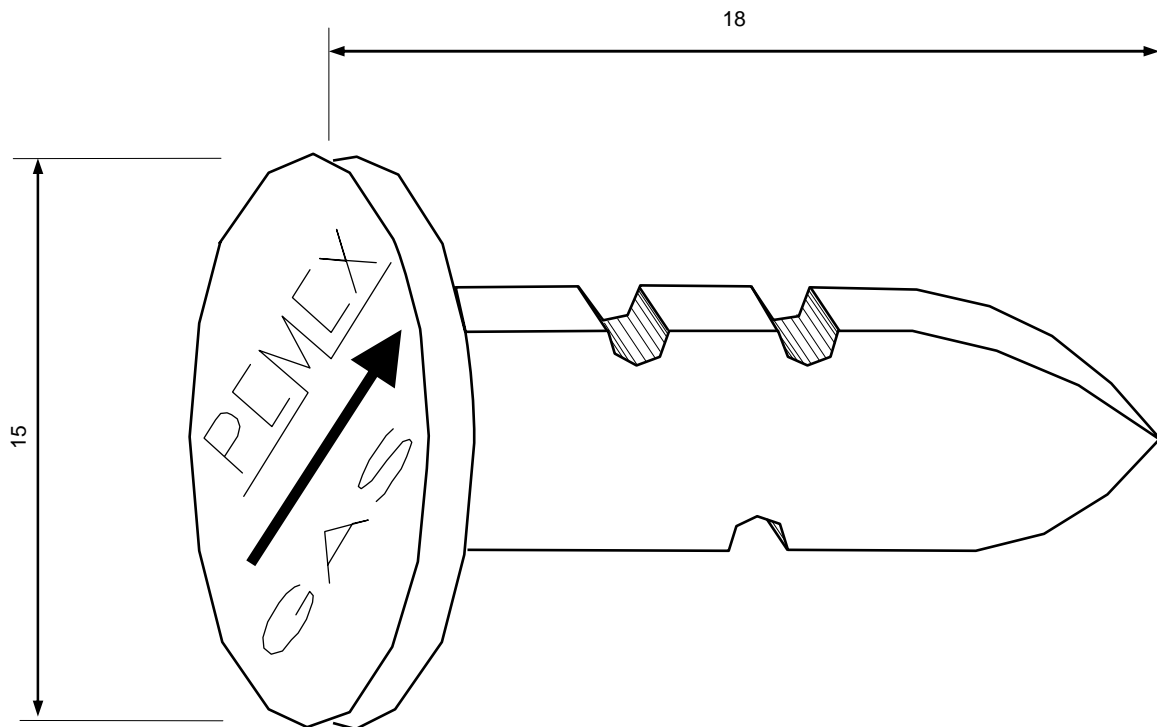
de terreno limitado por dicho señalamiento. Estos trabajos se deben efectuar manualmente con la herramienta apropiada para descubrir los ductos en estas condiciones.

**Disposiciones generales.** Todos los señalamientos 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.

Los señalamientos que determina esta norma, debe cumplir además con los requisitos establecidos por las dependencias gubernamentales correspondientes.

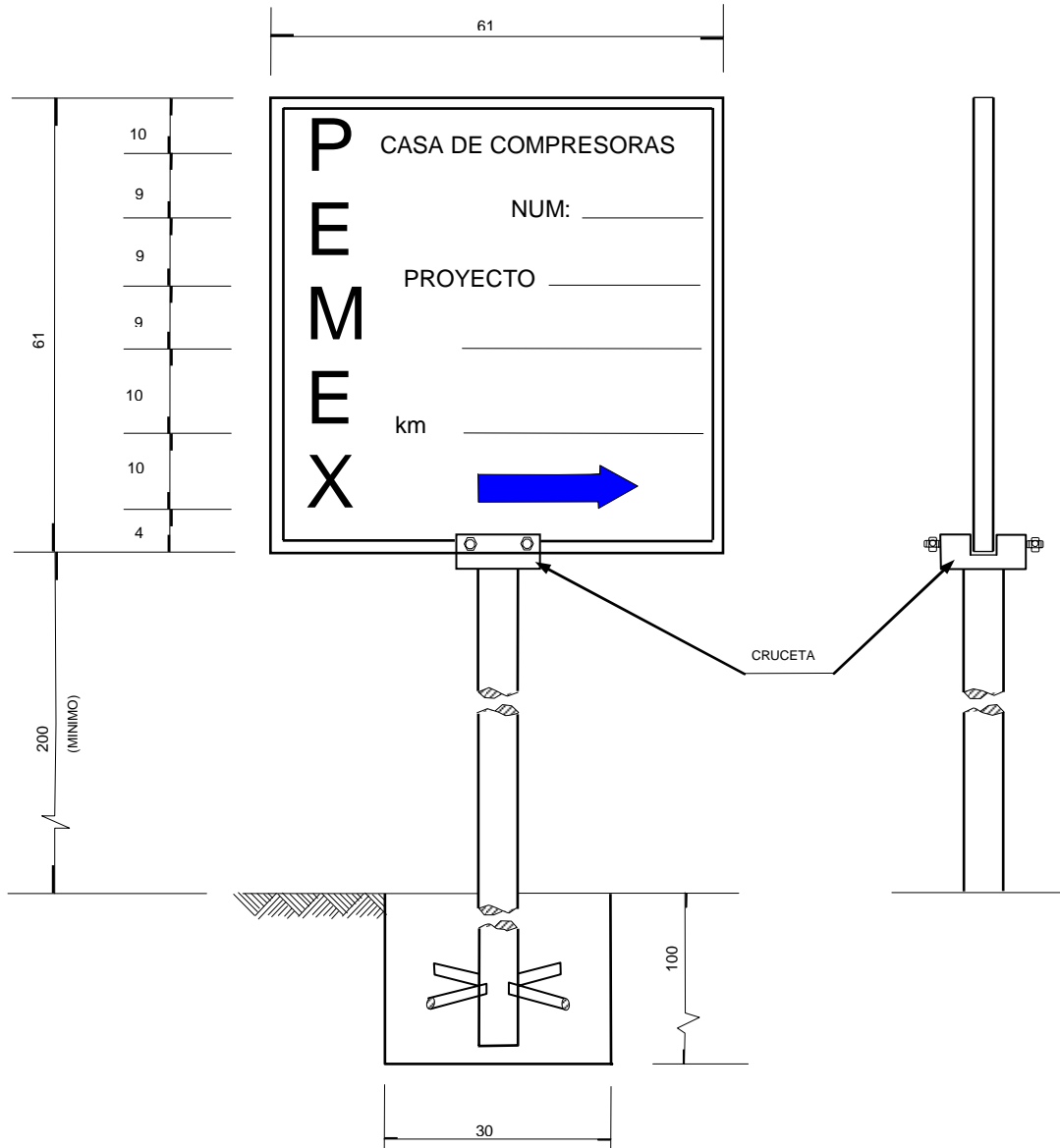


**Figura C1 Señalamiento tipo "1" (acotaciones en cm)**

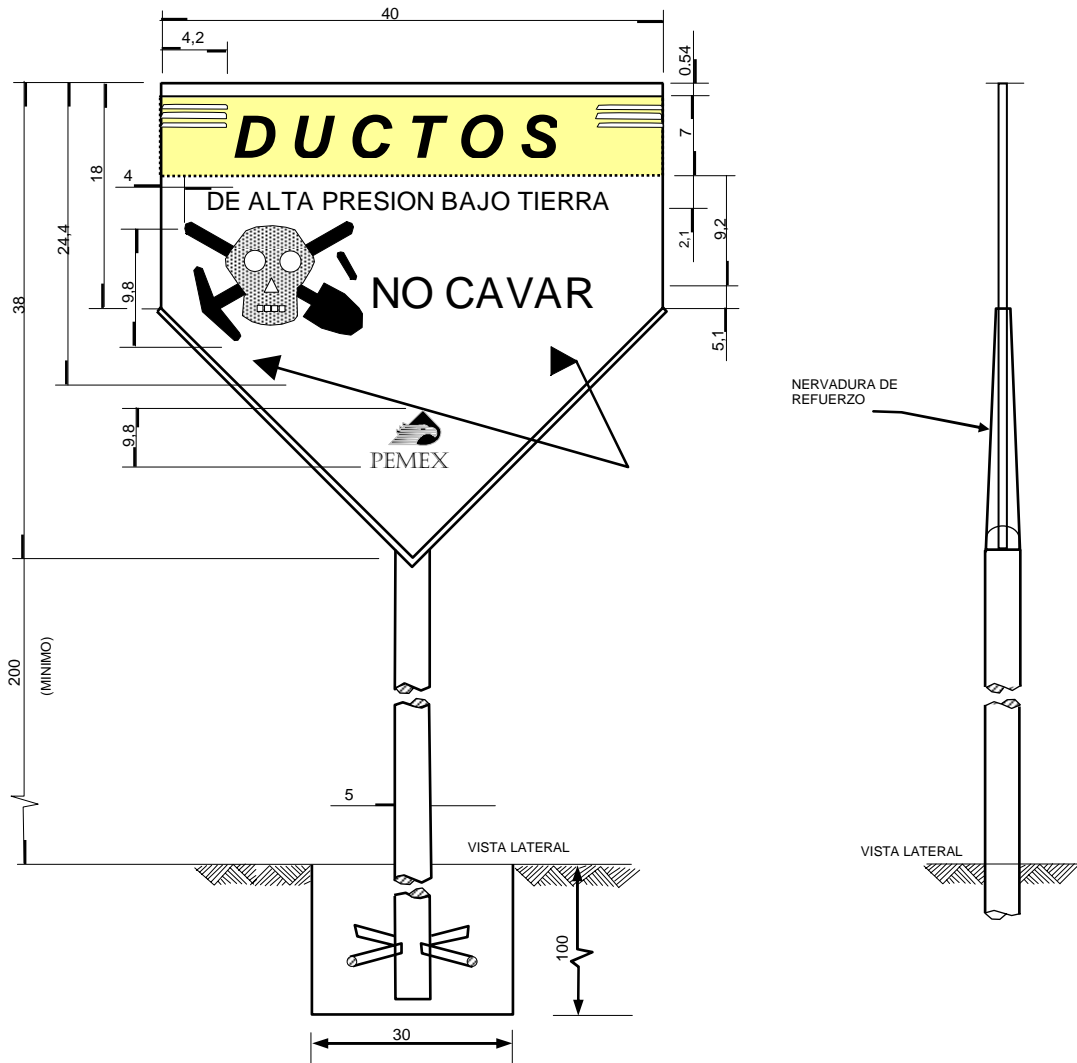


**Figura C2 Señalamiento tipo "II" (acotaciones en m)**





**Figura C3 Señalamiento tipo "III" (acotaciones en m)**



CARACTERISTICAS DE LAS LETRAS

Mensaje	Tipo	Dimensiones (en cm)
DUCTOS	Texto centrado Gill Sans Bold Italic Modificada	5,3 de altura
DE ALTA	Texto centrado Gill Sans Bold Italic COMPRIMIDO 80%	1,4 de altura
NO CAVAR	Texto Helvética Condensada Black	3,74 de altura
DERECHO DE VIA	Texto centrado Helvética Condensada Bold	0,94 de altura 1,34 Interlinea

Nota: Fondo amarillo PMS Yellow con Textos y Figuras Negros, Salvo "Ductos" y placas superiores colados en amarillo sobre franja negra.

**Figura C4 Señalamiento tipo "IV" (acotaciones en m)**

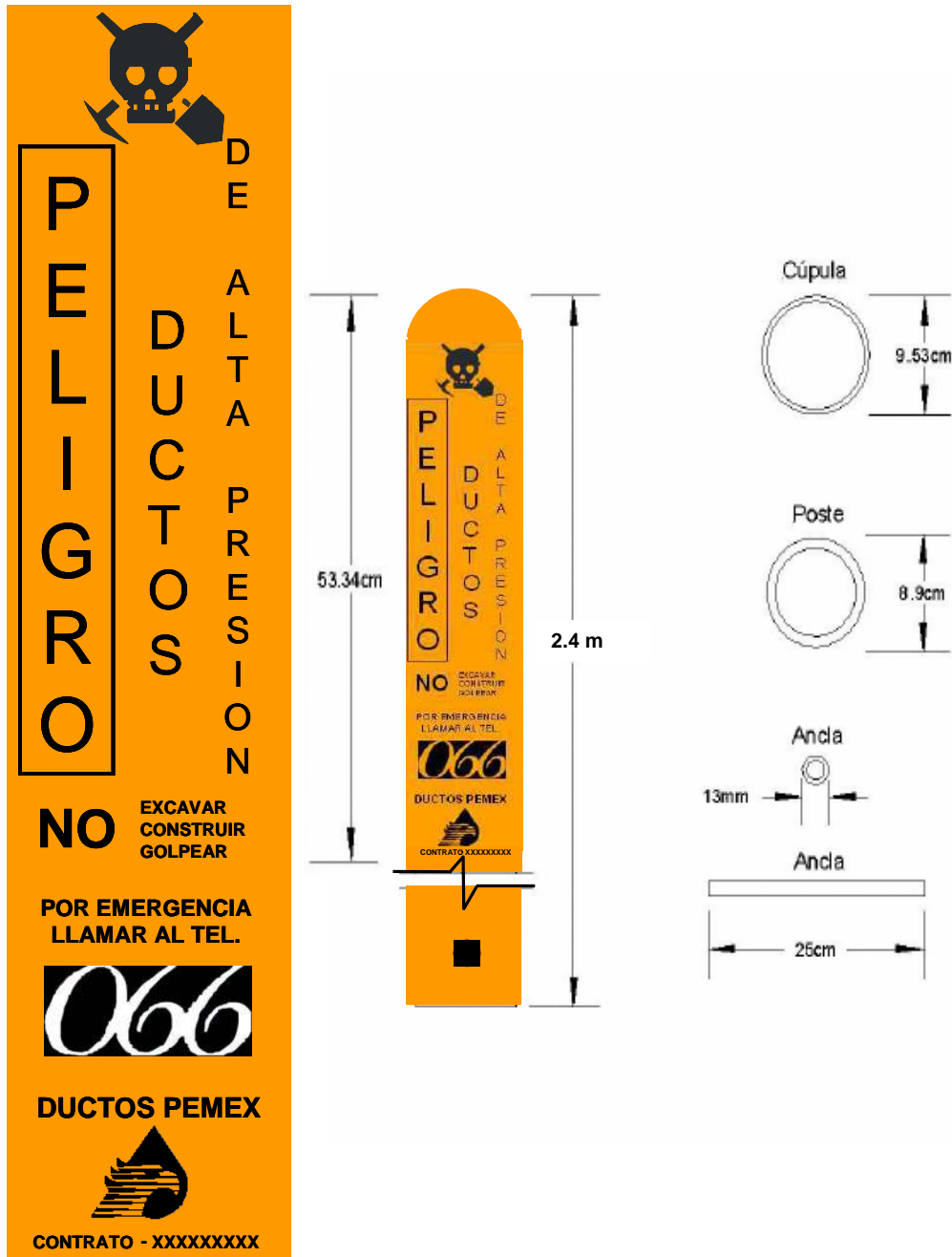


Figura C4.1 Señalamiento tipo "IV-A"

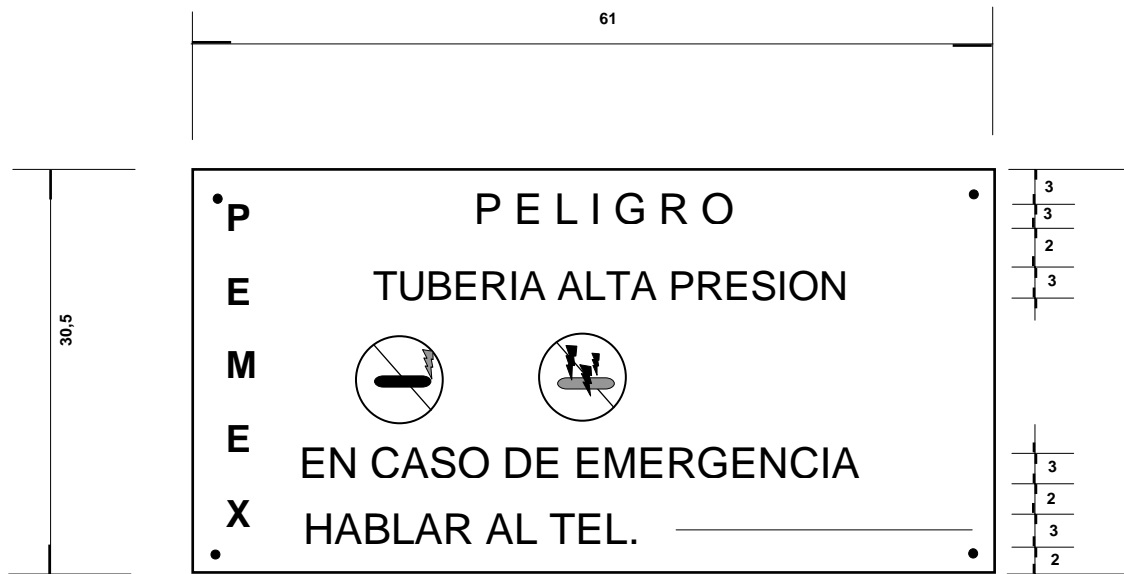
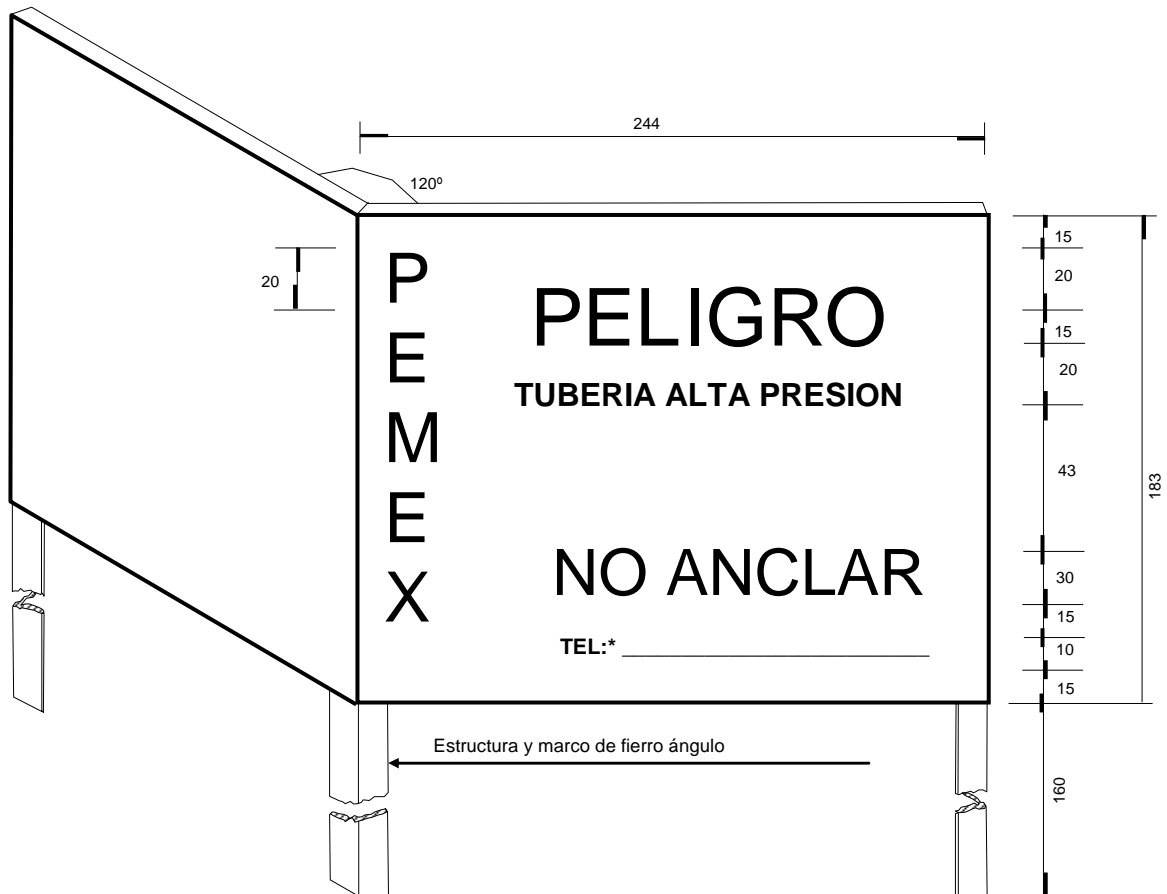
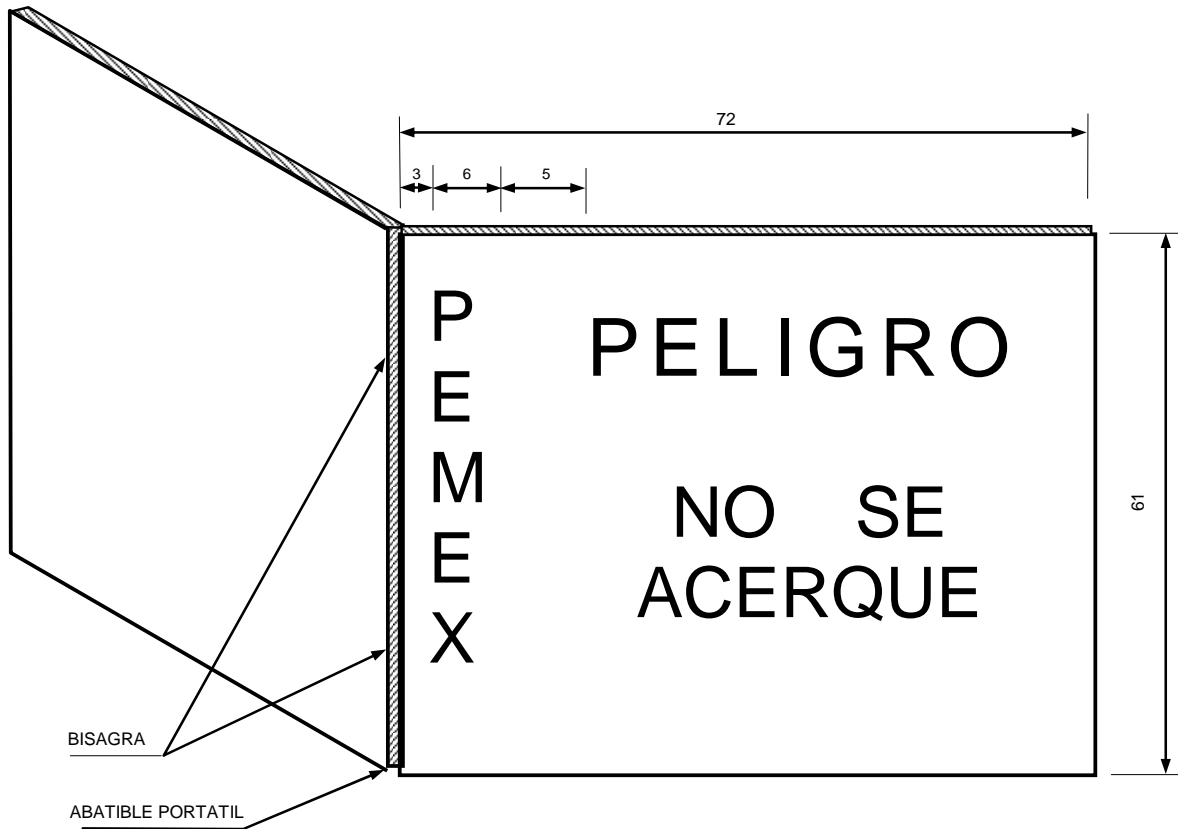


Figura C5 Señalamiento tipo "V" (acotaciones en m)

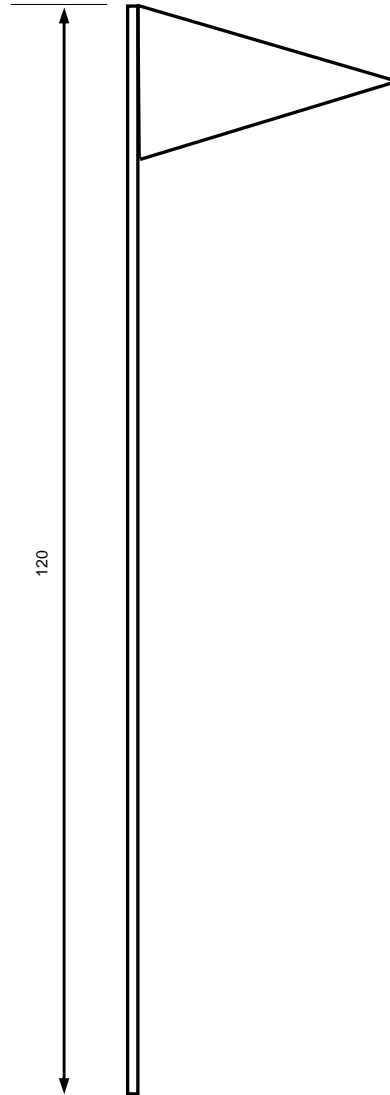


ESTE SEÑALAMIENTO DEBE ESTAR ILUMINADO DURANTE LA NOCHE  
EN LAS VIAS PLUVIALES QUE TENGAN NAVEGACIÓN NOCTURNA

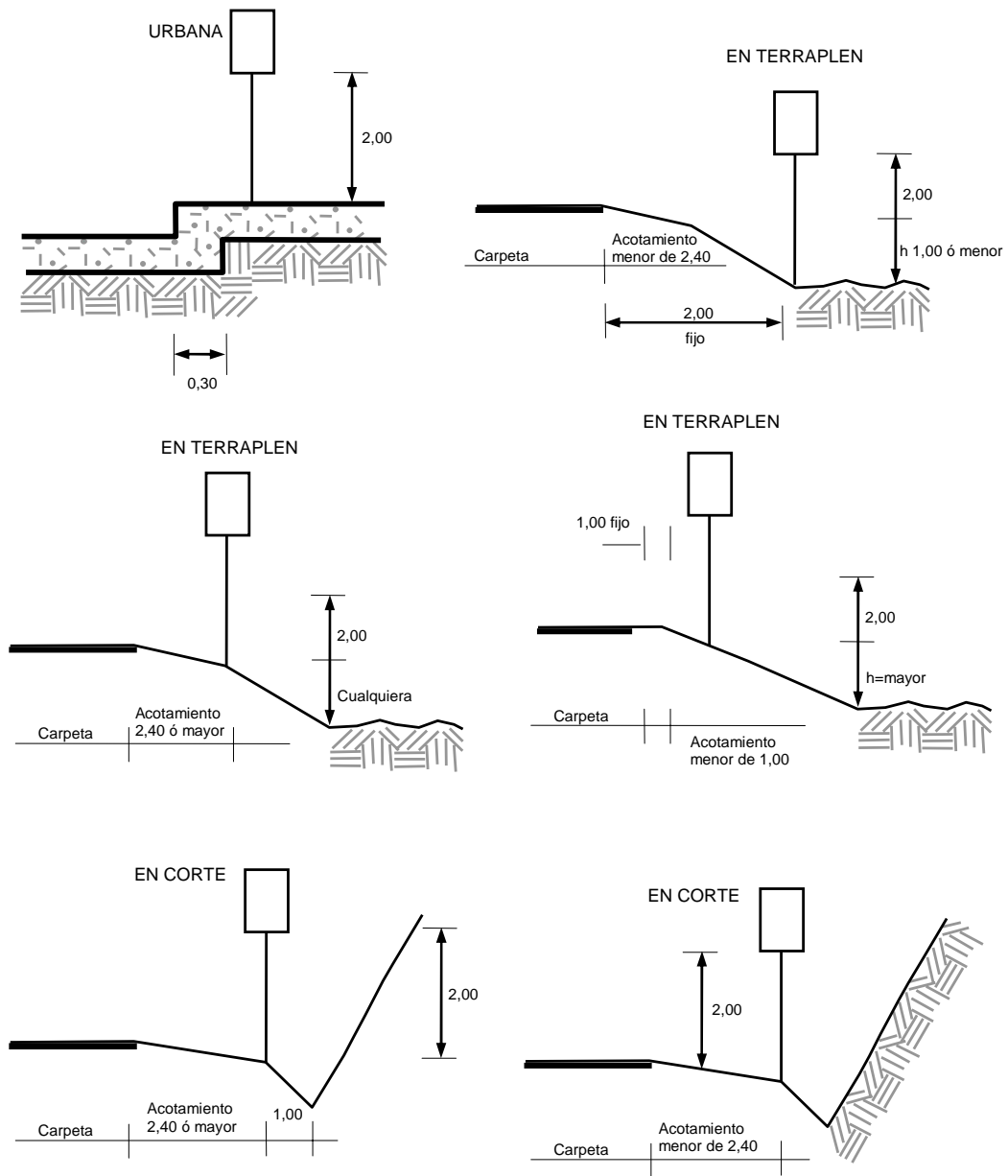
**Figura C6 Señalamiento tipo "VI" (acotaciones en m)**



**Figura C7. Señalamiento tipo "VII" (acotaciones en m)**



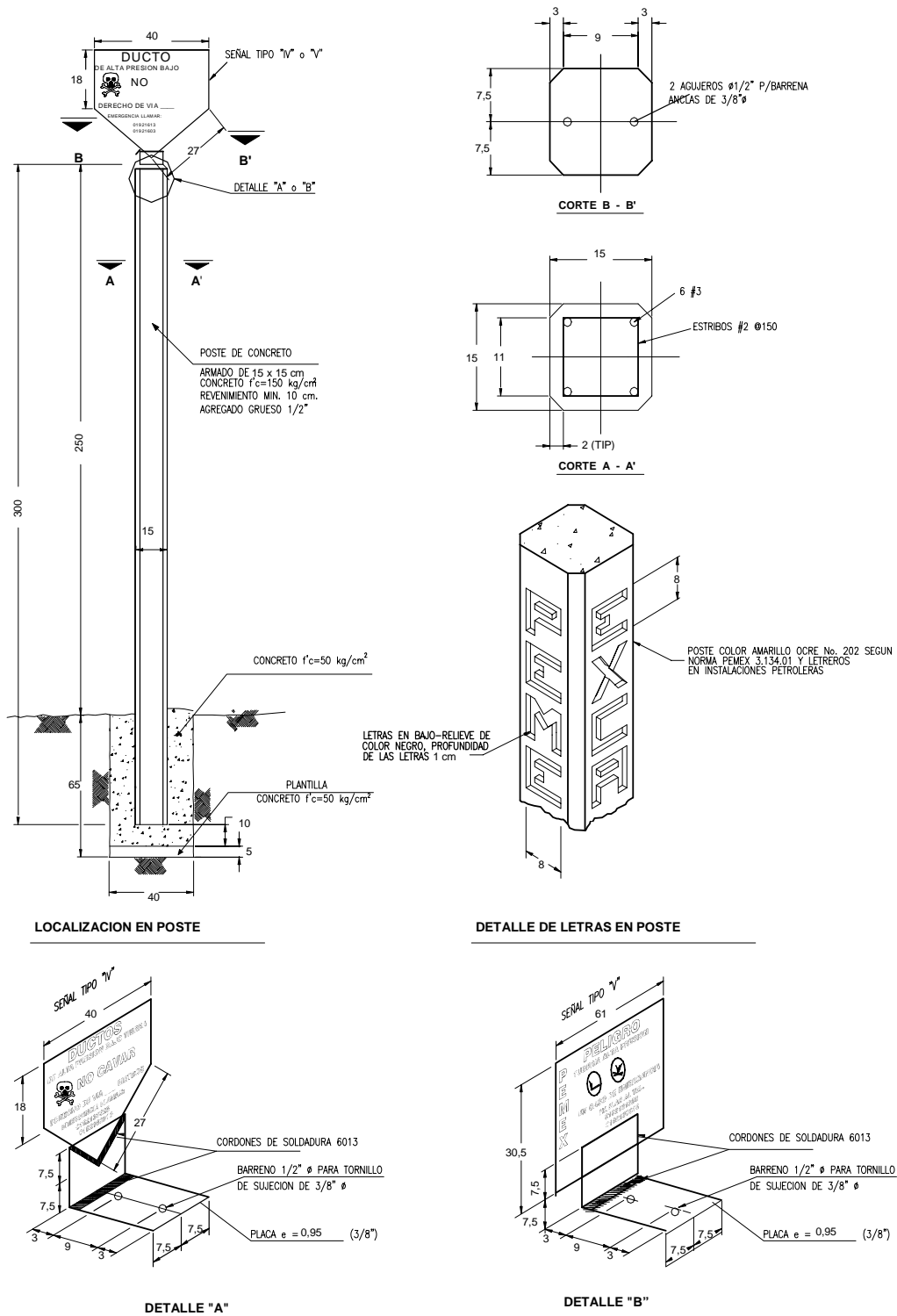
**Figura C8. Señalamiento tipo "VIII" (acotaciones en m)**



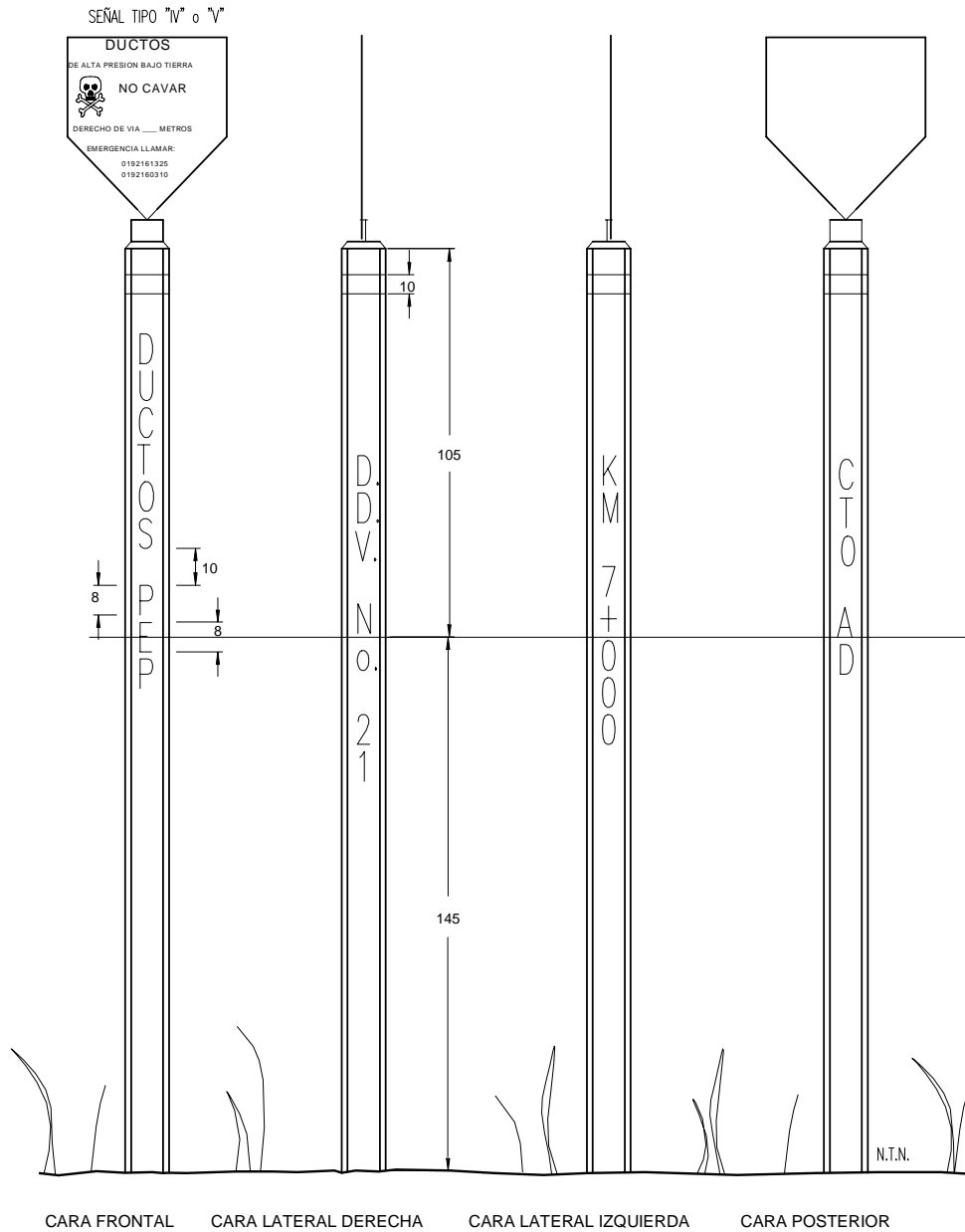
Acotaciones en m

**Figura C9. Colocación de señalamientos tipos "III", "IV" y "V"**





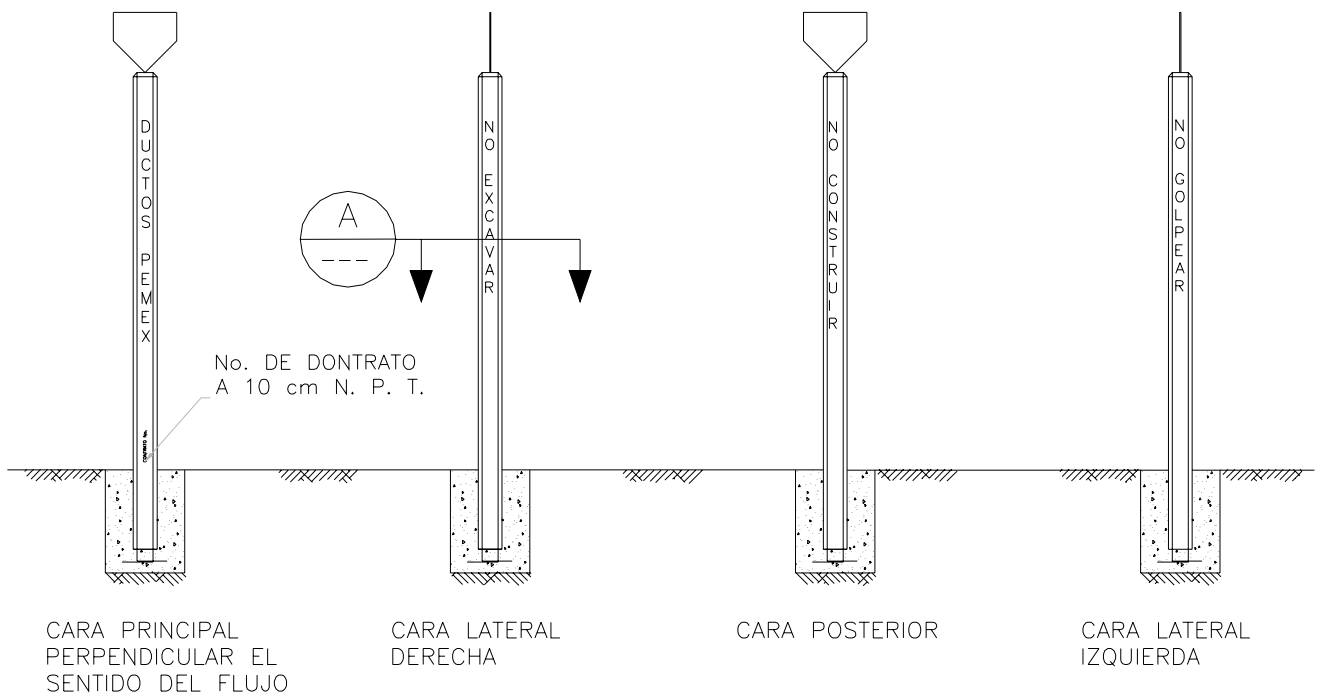
**Figura C10-1. Poste de concreto para señalamientos tipo "IV" y "V"**



**NOTAS:**

- LOS SEÑALAMIENTOS TIPO "IV" y "V" DEBEN SER FABRICADOS EN LAMINA DE ACERO CALIBRE 18. GALVANIZADA, BONDERIZADA, PINTADA Y HORNEADA.
- LAS LETRAS Y DIBUJOS DEBEN SER COLOR NEGRO CON FONDO AMARILLO.
- LA PLACA Y LOS REMACHES SE DEBEN PINTAR EN FORMA SIMILAR DESPUÉS DE INSTALADA.
- LA DISTRIBUCION DE LOS SEÑALAMIENTOS DEBE SER DE 1 PIEZA A CADA LADO DEL D.D.V. CADA 500 m.
- # 3 = VARILLA DE 3/8" Ø
- # 2 = VARILLA DE 1/4" Ø
- LOS DATOS DE GRABADOS EN EL POSTE DE LAS PLACAS DE LOS SEÑALAMIENTOS TIPO "IV" y "V" DEBEN SER COMO SIGUE:
- CARA FRONTAL: DEBE TENER LA LEYENDA DE DUCTOS -PEP
- CARA LATERAL DERECHA: DEBE INDICAR EL NUMERO DE DERECHOS DE VIA.
- CARA LATERAL IZQUIERDA: DEBE INDICAR EL KILOMETRAJE EN DONDE ESTA INSTALADA LA PLACA DE SEÑALAMIENTO.
- CARA POSTERIOR: DEBE TENER LA LEYENDA CTO - AD.
- N.T.N. = NIVEL DE TERRENO NATURAL.

**Figura C10-2. Poste de concreto para señalamientos tipo "IV" y "V" (acotaciones en cm)**




## POSTE DE CONCRETO

**Notas:**

- Aplican las mismas notas de la Figura C10-2, excepto el grabado de las caras del poste.
- El detalle del corte A esta indicado en la Figura C 10-1.
- El señalamiento (placa metálica) debe contener, además de lo indicado en la figura C4, las siglas del Organismo Subsidiario.

**Figura C10-3. Poste de concreto para señalamientos tipo "IV" y "V" (Alternativa).**

 <b>PEMEX</b> <b>Comité de Normalización de</b> <b>Petróleos Mexicanos y</b> <b>Organismos Subsidiarios</b>	<b>DISEÑO, CONSTRUCCIÓN,</b> <b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO</b> <b>DE DUCTOS TERRESTRES PARA</b> <b>TRANSPORTE Y RECOLECCIÓN</b> <b>DE HIDROCARBUROS</b>	<b>NRF-030-PEMEX-2009</b> <b>Rev: 0</b> <b>PÁGINA 100 DE 104</b>
---	---	--

## ANEXO D

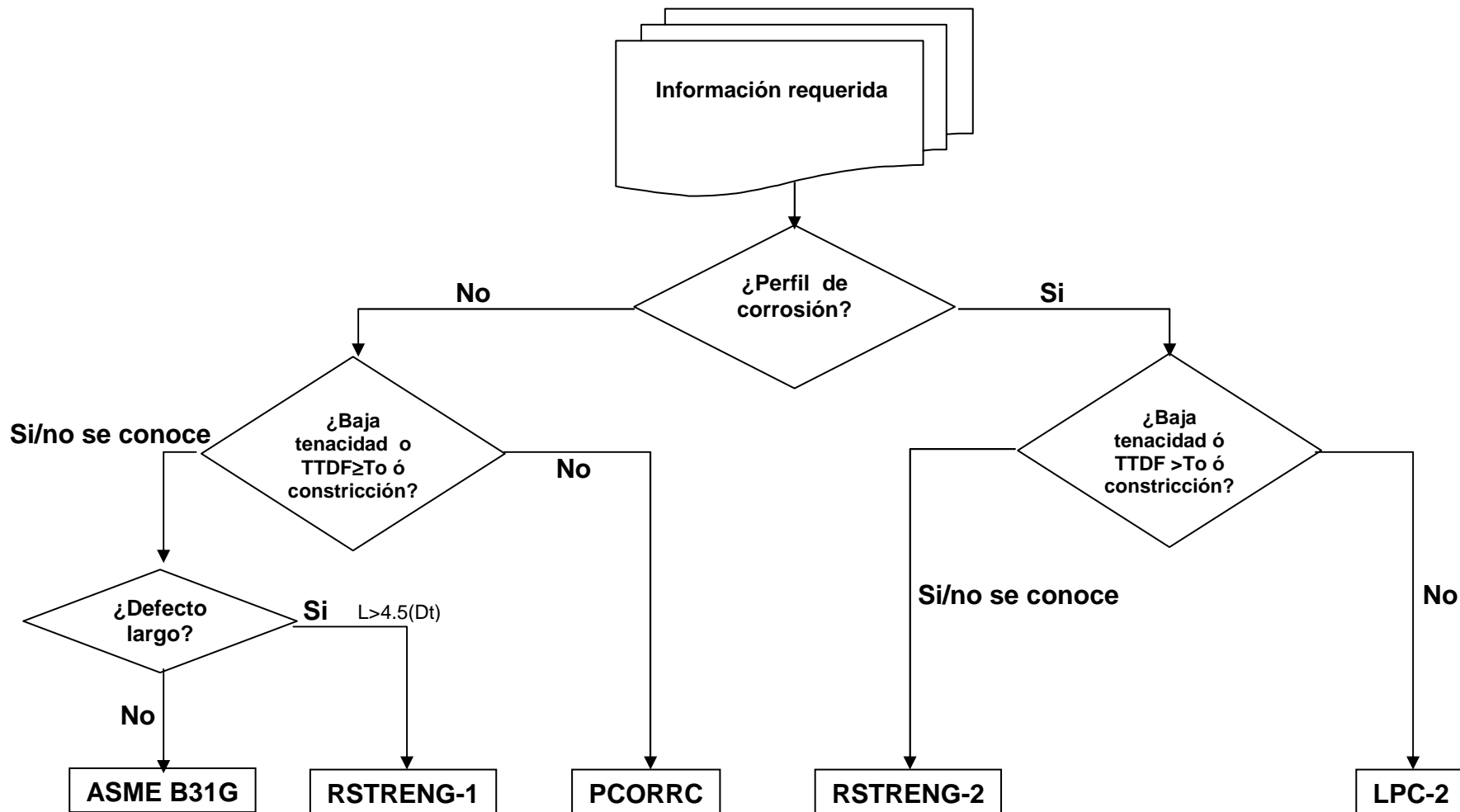
### Planos del proyecto

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, deben 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 1:4 000 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, entre otros indicados en la especificación P.1.0000.06.

**ANEXO E Determinación del esfuerzo remanente en tubería corroída**



Método	Fórmulas
ASME B-31G	$A = 0,893 \frac{L}{\sqrt{Dt}} \quad M = \sqrt{1 + 0,893^2 \frac{L^2}{Dt}}$ $Pf = 1,1 \frac{2tSMYS}{D} \left( \frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t} M^{-1}} \right) \quad \text{para } A \leq 4$ $Pf = 1,1 \frac{2tSMYS}{D} \left( 1 - \frac{d}{t} \right) \quad \text{para } A > 4$
RSTRENG-1 (B-31G Modificado)	$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2 - 0,003375 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^4} \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} \leq 50$ $M = 3,3 + 0,032 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2 \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} > 50$ $Pf = \frac{2(SMYS + 68,95MPa)t}{D} \left( \frac{1 - 0,85 \frac{d}{t}}{1 - 0,85 \frac{d}{t} M^{-1}} \right)$
PCORRC	$M = 1 - \exp \left( -0,222 \frac{L}{\sqrt{D(t-d)}} \right)$ $Pf = \frac{2tSMTS}{D} \left( 1 - \frac{d}{t} M \right)$
LPC-1	$M = \sqrt{1 + 0,31 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2}$ $Pf = \frac{2tSMTS}{D-t} \left( \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \left( \frac{d}{t} \right) M^{-1}} \right)$

Método	Fórmulas
RSTRENG-2 (B-31G Modificado) Área efectiva	$M = \sqrt{1 + 0,6275 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2} - 0,003375 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^4 \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} \leq 50$ $M = 3,3 + 0,032 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2 \quad \text{para } \frac{L^2}{Dt} > 50$ $Pf = \frac{2(SMYS + 68,95MPa)t}{D} \left( \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \left( \frac{A}{A_0} \right) M^{-1}} \right)$
LPC-2 Área efectiva	$M = \sqrt{1 + 0,31 \left( \frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2}$ $Pf = \frac{2tSMTS}{D - t} \left( \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \left( \frac{A}{A_0} \right) M^{-1}} \right)$

**Terminología:**

- A = Área exacta de pérdida de material debido a corrosión en la dirección axial en mm<sup>2</sup> ó pulg<sup>2</sup>.
- A<sub>0</sub> = Área original (L\*t) en mm<sup>2</sup> ó pulg<sup>2</sup>.
- D = Diámetro exterior nominal de la tubería, en mm (pulg)
- D = Profundidad máxima del área corroída, en mm (pulg)
- L = Longitud axial del defecto por corrosión, en mm (pulg)
- M = Factor de Folias
- Mpa = Megapascal
- Pf = Presión interna de falla (deformación plástica del material) prevista para el defecto por corrosión, en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- SMTS= Esfuerzo de Tensión Último Mínimo Especificado (Specified Minimum Ultimate Tensile Strength), en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- SMYS= Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado (Specified Minimum Yield Strength), en kPa (lb/pulg<sup>2</sup>).
- T = Espesor mínimo de pared medido en campo en zona sana de la tubería aledaña a la indicación, en mm (pulg).

**Anexo F**

**Bardas perimetrales**

