

<b>N° de Documento: NRF-014-PEMEX-2001</b>	 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>
<b>Rev.: 0</b>	
<b>16 diciembre 2001</b>	<b>SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</b>
<b>PÁGINA 1 DE 95</b>	

# **INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS**



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 2 DE 95

## HOJA DE AUTORIZACIÓN

**ELABORA**

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

**PROPONE:**

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

**AUTORIZA:**

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

México, D.F., a 16 de Diciembre de 2001



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 3 DE 95

## CONTENIDO

CAPITULO	PAGINA
0. INTRODUCCION	5
1. OBJETIVO	5
2. ALCANCE	6
3. ACTUALIZACION	6
4. CAMPO DE APLICACION	6
5. REFERENCIAS	7
6. DEFINICIONES Y TERMINOLOGIA	8
7. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS	10
8. DESARROLLO	12
8.1 Estrategias de inspección	12
8.1.1Programas de inspección	13
8.1.2Niveles de inspección	17
8.2 Evaluación	20
8.2.1Requerimientos de información	20
8.2.2Revisión por presión interna	20
8.2.3Estabilidad hidrodinámica	21
8.2.4Análisis de predicción de desplazamientos	21
8.2.5Análisis por esfuerzos de curvatura	25
8.2.6Análisis de vorticidad	26
8.2.7Análisis estructural de cruces e interconexiones	28
8.2.8Revisión de la protección catódica	28
8.2.9Evaluación de daños mecánicos	28
8.3 Mantenimiento	30
8.3.1Mantenimiento preventivo	30
8.3.2Mantenimiento correctivo	31
8.4 Formatos	34
8.4.1 Inspección	34
8.4.2 Evaluación	34
8.4.3Mantenimiento	35
8.5 Protección ambiental y disposiciones de seguridad	35



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS**

**No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001**

**Rev.: 0**

**PÁGINA 4 DE 95**

<b>9. RESPONSABILIDADES</b>	<b>35</b>
9.1 Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y empresas filiales	35
9.2 Subcomité técnico de normalización de Pemex Exploración y Producción	35
9.3 Contratistas y prestadores de servicio	35
<b>10. CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS</b>	<b>35</b>
<b>11. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>39</b>
<b>12. ANEXOS</b>	<b>40</b>
12.1 Anexo A. Formatos de registro de inspección	41
12.2 Anexo B. Formatos de evaluación	61
12.3 Anexo C. Formatos de mantenimiento	83

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 5 DE 95</b></p>
--	---	--

## **0. INTRODUCCION.**

Los ductos para conducción de hidrocarburos localizados en el mar, están sujetos a condiciones ambientales y operacionales que llegan a ocasionarles daños; tal es el caso de la corrosión y daños producidos por agentes externos, entre los que se encuentran las abolladuras, muescas, grietas, rayones, laminaciones etc., todos estos daños, van en detrimento de la resistencia del tubo a la presión interna de trabajo.

La seguridad en la operación de las instalaciones petroleras es de vital importancia, sobre todo cuando se detecta un daño en un ducto, debe evaluarse su resistencia remanente, a fin de determinar las acciones de mantenimiento preventivo ó correctivo, que restablezcan el factor de seguridad y basado en probabilidades de falla aceptados por la industria petrolera internacional que garantice integridad mecánica durante la vida útil del sistema .

Por lo anterior, la ejecución de los programas de inspección y mantenimiento a las líneas submarinas instaladas en el Golfo de México ha sido una de las tareas permanentes que PEMEX/Inspección y Mantenimiento ha desarrollado, lo anterior con la finalidad de que estas líneas operen de forma segura y continua a lo largo de su vida de servicio.

Dicho 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.  
 La Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.  
 Las Reglas Generales para la Contratación y Ejecución de Obras Públicas.

Participaron en su elaboración las Direcciones de Petróleos Mexicanos, Instituciones, y consultores técnicos, que se indican a continuación:

Pemex Exploración y Producción (PEP).  
 Pemex Refinación (PREF).  
 Petróleos Mexicanos.  
 Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).  
 Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM).  
 Cámara Mexicana de la Industria del Transporte Marítimo (CAMEINTRAM).  
 Mexicana de Servicios Subacuáticos, S.A. de C.V. (MEXSSUB, S.A. de C.V.).  
 Oceanografía, S.A. de C.V.

## **1. OBJETIVO.**

Establecer los requisitos mínimos que debe cumplir el prestador del servicio para llevar a cabo una adecuada inspección, evaluación y mantenimiento de líneas submarinas y ductos ascendentes que involucren todos los parámetros que garanticen la integridad mecánica a la red de ductos marinos instalados en el Golfo de México, con la finalidad de establecer programas de inspección y mantenimiento y recomendaciones de operación futuros.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 6 DE 95</b></p>
--	---	--

## 2. ALCANCE.

Esta norma establece los criterios y niveles de inspección para los ductos submarinos de acero que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos y/o productos relacionados, agua y gas nitrógeno. La información necesaria para su evaluación, así como la ingeniería para el mantenimiento preventivo y correctivo recomendado y los formatos que deben ser llenados para llevar un registro histórico del ducto inspeccionado.

Así mismo, el ducto submarino comprende la tubería de trampa a trampa entre dos plataformas, tubería de trampa a interconexión submarina, tubería de interconexión a interconexión, tubería de trampa a la línea de costa, y tubería de plataforma a arreglo submarino (plemm), ver fig.1.

## 3. ACTUALIZACIÓN.

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

Las propuestas y sugerencias deben dirigirse por escrito a:

Pemex Exploración y Producción.  
Subcomité Técnico de Normalización.  
Bahía de Ballenas #5, Edificio "D", 9º Piso.  
Col. Verónica Anzures.  
11311 México, D.F.  
Teléfono directo: 55-45-20-35.  
Conmutador:57-22-25-00, extensión: 3-26-90.

## 4. CAMPO DE APLICACIÓN.

Asimismo, 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 tanto, debe ser incluida en las bases de licitación pública, así como en los contratos correspondientes, como parte de los requisitos que debe cumplir el prestador de servicio, y en su caso, el interesado.

Esta norma aplica únicamente a las líneas submarinas existentes en el Golfo de México, en profundidades menores a 100 m, en el área delimitada por las coordenadas indicadas en la fig. 2 y/o áreas donde se tengan condiciones oceanográficas similares a las consideradas.

## 5. REFERENCIAS.

NOM-008-SECRE -1999	Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas
NRF-005-PEMEX-2000	Protección interior de ductos con inhibidores.
NRF-013-PEMEX-2000	Evaluación de líneas submarinas en el Golfo de México.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 7 DE 95

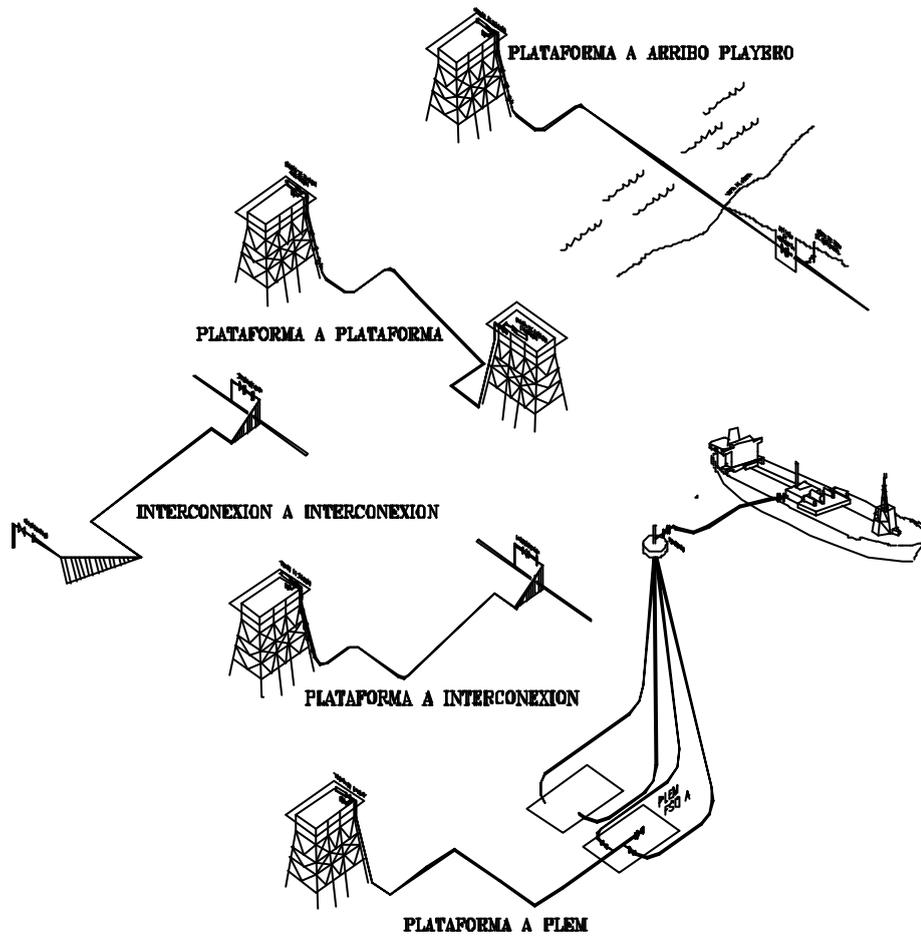


Figura 1. Ductos submarinos

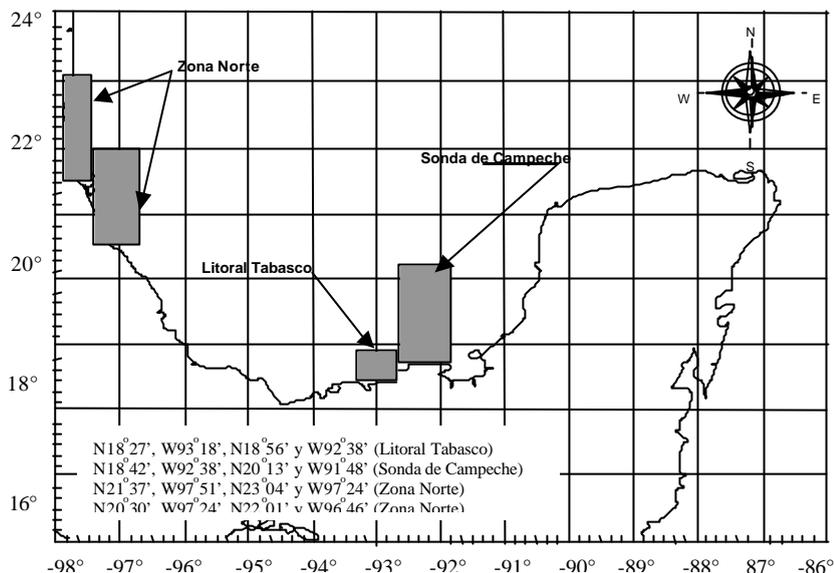


Figura 2. Localización de líneas submarinas

## 6. DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA.

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

- 6.1. **Abolladura.** Depresión en la superficie del tubo.
- 6.2. **Anomalia Significativa.** Defecto que pone en riesgo estructural al ducto durante su operación.
- 6.3. **Batimetría.** Rama de la oceanografía que trata de la determinación de las profundidades de los fondos oceánicos y marinos. Con los resultados de la exploración batimétrica de una zona marina se trazan los mapas batimétricos constituidos por curvas de nivel de valores negativos respecto al nivel del mar.
- 6.4. **Crecimiento marino.** Material de origen orgánico que con los años se va formando y creciendo alrededor de las estructuras inmersas en el mar.
- 6.5. **Curva de expansión.** Componente de la tubería submarina formado principalmente por codos y tramos rectos, que unen al ducto ascendente por medio de una unión bridada, con la línea regular mediante una unión soldada; diseñada en forma de "L" ó "Z" para absorber deformaciones térmicas o movimientos de la línea regular, y que se sujeta a la plataforma por una abrazadera al nivel del fondo marino.
- 6.6. **Cuello de ganso.** Componente del ducto constituido de tubería y codos unidos desde el monoblock hasta la trampa de diablos.
- 6.7. **Daño caliente (quemadura).** Un daño caliente o quemadura es una pérdida de material debida al arco inducido por el paso del electrodo.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 9 DE 95

- 6.8. **Daño mecánico.** Es aquel producido por un agente externo y puede estar dentro o fuera de norma.
- 6.9. **Defecto.** Imperfección de magnitud suficiente para ser rechazada por los códigos.
- 6.10. **Ducto ascendente.** Componente de la tubería submarina, que une a la curva de expansión con la tubería de cubierta de una plataforma (cuello de ganso), por medio de la junta aislante "monoblock".
- 6.11. **Esfuerzo.** Es la suma de todas las fuerzas dividida entre el área y se expresa en  $\text{kg/cm}^2$  o  $\text{lb/pulg}^2$ .
- 6.12. **Grieta.** Hendidura o abertura pequeña en la pared del tubo o en soldaduras longitudinales o circunferenciales.
- 6.13. **Imperfección.** Discontinuidad o irregularidad detectada por la inspección.
- 6.14. **Inclusión de escoria.** Es un sólido no metálico atrapado dentro de la soldadura o entre la soldadura y el metal base.
- 6.15. **Línea regular.** Tubería submarina localizada bajo la superficie del agua en el mar, que descansa o está enterrada en el fondo marino.
- 6.16. **Monoblock o junta de aislamiento.** Accesorio que se coloca en el tramo aéreo (zona atmosférica) comprendido entre el cuello de ganso y el ducto ascendente, sirve para aislar eléctricamente a la tubería submarina de la estructura y tubería de la plataforma, por lo que también se le conoce como junta de aislamiento.
- 6.17. **Muesca.** Pérdida de material en la pared del ducto producida por el golpe de un objeto agudo.
- 6.18. **Picadura.** Corrosión localizada de una superficie de metal, confinada a un punto o a una área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.
- 6.19. **Potencial de polarización.** Diferencia de potencial entre una tubería de acero enterrada y/o sumergida protegida catódicamente y un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.
- 6.20. **Presión de diseño.** Es la presión máxima permitida calculada, siendo ésta mayor que la presión máxima permisible de operación.
- 6.21. **Presión máxima permisible de operación (MAOP).** Es la presión máxima a la que un ducto o segmento puede ser operado.
- 6.22. **Ranura.** Abertura delgada y poco profunda producida por algún objeto filoso.
- 6.23. **Rayón o tallón.** Pérdida de material causado por el rozamiento con otro objeto o rozamiento continuo.
- 6.24. **Reparación definitiva.** Es el reforzamiento o reemplazo de una sección de tubería conteniendo un defecto o daño. El reforzamiento consiste en la colocación de una envolvente metálica soldada longitudinalmente y donde la soldadura circunferencial de la envolvente es opcional si es que no existe fuga.



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 10 DE 95

- 6.25. Reparación provisional.** Es la acción de colocar dispositivos como grampas de fábrica o hechizas atornilladas en la sección de tubería que contiene un daño o defecto y que debe ser reparada en forma definitiva o permanente lo más pronto posible.
- 6.26. Resonancia.** Incremento en la amplitud de desplazamiento de un ducto debido a una fuerza cuya frecuencia es igual o muy cercana a la frecuencia natural de vibración del sistema.
- 6.27. Sanidad de ducto.** Area de un ducto cuyo material base y/o soldadura no contiene imperfecciones de tal forma que se puede aplicar soldadura, de una manera segura, sobre la superficie del ducto sin ponerlo fuera de servicio.

## 7. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS.

<b>AGA</b>	Sociedad Americana del Gas (American Gas Association)
<b>ASNT</b>	Sociedad Americana de Pruebas no Destructivas (American Society of Non Destructive Test)
<b>c</b>	Máxima profundidad del área corroída, en mm (pulg).
<b>CSS</b>	Categorización de líneas submarinas por seguridad y servicio.
<b>Cm</b>	Coeficiente de masa agregada.
<b>D</b>	Diámetro exterior del tubo, en mm (pulg).
<b>DFI</b>	Registro resumen de diseño, fabricación e instalación.
<b>E</b>	Módulo de elasticidad, en $N/mm^2$ (psf).
<b>fv</b>	Frecuencia de vorticidad, en hertz.
<b>F</b>	Fuerza de flotación, en $N/m^3$ (pcf).
<b>FE</b>	Factor de estabilidad horizontal.
<b>Fn</b>	Frecuencia natural de la tubería, en hertz.
<b>g</b>	Aceleración de la gravedad, en $m/s^2$ (pie/s <sup>2</sup> ).
<b>I</b>	Momento de inercia del claro, en $m^4$ (pie <sup>4</sup> ).
<b>Ks</b>	Parámetro de estabilidad.
<b>L</b>	Máximo tamaño longitudinal permisible del área corroída, en mm (pulg).
<b>Lclaro</b>	Longitud del claro, en m (pie).



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 11 DE 95

<b>me</b>	Masa efectiva por unidad de longitud, en N ( $\rho$ ).
<b>MBCPED</b>	Miles de barriles de crudo pesado equivalente por día.
<b>MPA</b>	Milésimas de pulgadas por año
<b>Pi</b>	Presión interna en la tubería, en $N/mm^2$ (psi).
<b>Pe</b>	Presión externa hidrostática en la tubería, en $N/mm^2$ (psi).
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios.
<b>r</b>	Radio de curvatura, en m (pie).
<b>R</b>	Fuerza de resistencia del suelo al hundimiento o flotación por unidad de volumen de tubería, en $N/m^3$ (pcf).
<b>RCTS</b>	Registro de condición de la tubería submarina
<b>Re</b>	Número de Reynolds.
<b>SMYS</b>	Esfuerzo de fluencia mínimo especificado de la tubería, en $N/mm^2$ (psi).
<b>St</b>	Número de Strouhal.
<b>T</b>	Período pico de la ola, en seg.
<b>Tact</b>	Espesor remanente calculado, en mm (pulg).
<b>Tc</b>	Espesor de tolerancia por corrosión, en mm (pulg).
<b>tn</b>	Espesor nominal de pared del tubo, en mm (pulg).
<b>Tr</b>	Espesor de pared requerido por presión y corrosión para la vida útil restante del ducto, en mm (pulg).
<b>TS1</b>	Inspección visual general
<b>TS2</b>	Inspección visual detallada
<b>TS3</b>	Inspección empleando pruebas no destructivas
<b>TS4</b>	Inspección continua del potencial catódico
<b>TS5</b>	Inspección interna con diablo instrumentado
<b>V</b>	Velocidad del flujo perpendicular al eje de la tubería, en m/s (pie/s).
<b>Vr</b>	Velocidad reducida, en m/s (pie/s).



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 12 DE 95

$d$  Decremento logarítmico de amortiguamiento estructural.

$n$  Viscosidad cinemática del agua, en  $m^2/s$  ( $pie^2/s$ ).

$r$  Densidad del agua, en  $kg/m^3$  ( $slug/pie^3$ ).

$S_c$  Esfuerzo por curvatura, en  $Nmm^2$  (psi).

$S_{per}$  Esfuerzo permisible, en  $N/mm^2$  (psi).

## 8. DESARROLLO.

### 8.1. Estrategias de inspección.

La planeación de las operaciones de inspección de los sistemas de ductos submarinos de transporte de hidrocarburos, es responsabilidad de PEMEX, y está regulada fundamentalmente por el análisis de su condición, desde el punto de vista del diseño, fabricación e instalación y el nivel de riesgo a sufrir daño; considerando las fallas y sus consecuencias, analizando cada tramo del ducto submarino, como son:

- ❖ Línea regular.
- ❖ Cruces en el lecho marino.
- ❖ Disparos submarinos.
- ❖ Válvulas submarinas.
- ❖ Bridas de desalineamiento.
- ❖ Acolchonamiento.
- ❖ Curvas de expansión.
- ❖ Ducto ascendente.
- ❖ Protección catódica (Medición de potenciales ducto-suelo).
- ❖ Anodos de sacrificio.
- ❖ Abrazaderas (guia-ancla).
- ❖ Monoblock.
- ❖ Trampa de envío y recibo.

Los cuáles son enunciativos más no limitativos.

Para llevar a cabo el programa de inspección, se debe contar con la siguiente información básica:

- Carta geográfica con la localización de las instalaciones marinas.
- Manual Genérico de Inspección de Tubería Submarina y Ductos Ascendentes.
- Libro con los planos de los arribos de las líneas submarinas a las plataformas.
- Relación de Tuberías Submarinas y Ductos Ascendentes con datos de operación.
- Información histórica
- Registros de inspecciones anteriores

#### 8.1.1. Programas de inspección.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 13 DE 95</b></p>
--	---	---

Los programas y niveles de inspección requeridos para cada tubería submarina y ducto ascendente deben ser clasificados de la siguiente forma:

- a) Programa de inspección inicial .
- b) Programa de inspección anual.
- c) Programa de inspección detallada.
- d) Programa de inspección especial.

**8.1.1.1. Programa de inspección inicial.** A los ductos propuestos dentro del programa de inspección inicial, se les debe comprobar que cumplen correctamente con todos los requisitos de la ingeniería de diseño, tales como: diámetro, espesor de pared, material, lastre de concreto, alineamiento, curvaturas y profundidad de enterrado.

**Documentación.**

Para llevar a cabo ésta inspección, se debe disponer, previo a los trabajos, de la siguiente información:

- a) Procedimiento propuesto y aceptado por PEMEX.
- b) Calendario general de inspección y programa de trabajo particular del ducto por inspeccionar.
- c) Certificados de calibración del equipo necesario (ver **8.1.2.1** a **8.1.2.5**) por laboratorios acreditados reconocidos por la EMA (Entidad Mexicana de Acreditación) u otra entidad nacional o internacional reconocida. En su defecto, previa comprobación de no existencia de laboratorios acreditados, la calibración puede ser efectuada por el propio contratista, aplicando un procedimiento propio avalado por dicho Organismo o una casa Clasificadora. El procedimiento debe considerar el registro de verificación de la calibración de los equipos, empleando un equipo patrón de calibración con certificación vigente y trazabilidad NIST o CENAM.
- d) Relación del personal calificado de inspección.

**Frecuencia.**

Esta inspección debe efectuarse dentro de los primeros 6 meses posteriores a la instalación de la tubería submarina.

**Nivel de inspección aplicable.**

Esta inspección se debe realizar con el Nivel TS1 (Ver subinciso **8.1.2.1**).

**Reporte de resultados.**

El reporte de resultados debe efectuarse en los formatos establecidos en el párrafo **8.4**, conforme al Nivel TS1 de inspección.

En caso de que se encuentren anomalías significativas, éstas se deben reportar en forma inmediata al representante de PEMEX, con la finalidad de evaluar y establecer las acciones correctivas del nivel que lo amerite.

**8.1.1.2. Programa de inspección anual.** A los ductos propuestos dentro del programa de inspección anual, se les debe comprobar que cumplen correctamente con los requisitos de la ingeniería de diseño, tales como: diámetro, espesor de pared, material, lastre de concreto, alineamiento, curvaturas, profundidad de enterrado, entre otras.

**Documentación.**

Para llevar a cabo ésta inspección, se debe disponer, previo a los trabajos, de la siguiente información:

- a) Procedimiento propuesto y aceptado por PEMEX.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 14 DE 95</b></p>
--	---	---

- b) Contar con DFI y RCTS de las líneas por inspeccionar para tener los antecedentes de la tubería.
- c) Últimos resultados de inspecciones especiales efectuadas.
- d) Calendario general de inspección y programa de trabajo particular del ducto por inspeccionar.
- e) Certificados de Calibración de equipos. Ver subinciso **8.1.1.1**.
- f) Relación del personal calificado de inspección.

**Frecuencia.**

Esta inspección debe efectuarse cada año a todos los ductos.

**Nivel de inspección aplicable.**

Esta inspección se debe realizar con el Nivel TS1 (Ver subinciso **8.1.2.1**).

**Reporte de resultados.**

El reporte de resultados debe efectuarse en los formatos establecidos en el párrafo **8.4**, conforme al Nivel TS1 de inspección.

En caso de que se encuentren anomalías significativas, éstas se deben reportar en forma inmediata al representante de PEMEX, con la finalidad de evaluar y establecer las acciones correctivas del nivel que lo amerite.

**8.1.1.3. Programa de inspección detallada.** Se debe realizar inspección visual detallada de la tubería submarina en las zonas específicas donde existe la probabilidad de daño y en algún tramo de interés especial como puede ser un cruce, interconexión etc., según se establezca en el programa y estrategias de inspección.

**Documentación.**

Para llevar a cabo ésta inspección, se debe contar, previo a los trabajos, con la siguiente información:

- a) Procedimiento propuesto y aceptado por PEMEX.
- b) Resultados de las últimas inspecciones especiales efectuadas.
- c) Calendario general de inspección y programa de trabajo particular del ducto por inspeccionar.
- d) Certificados de Calibración de equipos. Ver subinciso **8.1.1.1**.
- e) Relación del personal calificado de inspección.

**Frecuencia.**

Esta inspección debe efectuarse dependiendo de los resultados obtenidos en las inspecciones previas a los ductos , por lo que esta inspección no tiene una frecuencia establecida .

**Nivel de inspección aplicable.**

Esta inspección se debe realizar con el Nivel TS2, y en caso de encontrar daños mecánicos en la tubería será necesario realizar la inspección con pruebas no destructivas Nivel TS3 a fin de verificar la existencia de grietas, así como la medición de espesores en la zona dañada (Ver subincisos **8.1.2.2** y **8.1.2.3**).

**Reporte de resultados.**

El reporte de resultados debe efectuarse en los formatos establecidos en el párrafo **8.4**, conforme al Nivel TS2 y/o TS3 de inspección.

En caso de que se encuentren anomalías significativas, éstas se deben reportar en forma inmediata al representante de PEMEX, con la finalidad de evaluar y establecer las acciones correctivas del nivel que lo amerite.

**8.1.1.4. Programa de inspección especial.** Se debe realizar la inspección especial a los ductos que se requieran (sin estar precisamente en un programa preestablecido), debido a que dependen de la ocurrencia de eventos extraordinarios o situaciones imprevistas tales como huracanes, golpes de anclas, etc.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 15 DE 95</b></p>
--	---	---

Los programas de inspección especial se dividen en:

- a) Inspección ocasional.
- b) Inspección de seguimiento.
- c) Inspección con diablo instrumentado.

**a) Inspección ocasional**

Se debe efectuar esta inspección a los ductos seleccionados por PEMEX, donde el objetivo es inspeccionar las áreas y/o tramos de tubería que han sido expuestos a cargas extraordinarias o imprevistas, como las producidas por huracanes, golpes de anclas, deslizamiento del suelo, accidentes por mala operación, etc., según se establezca en el programa de inspección. Debido a que cuando se presentan estos eventos existe cierta probabilidad de que la tubería submarina sufra daño, éstas se deberán evaluar para determinar si es necesario o no tomar medidas correctivas y conocer en que grado se afectó la seguridad de la misma.

**Documentación.**

Para llevar a cabo ésta inspección, se debe contar, previo a los trabajos, con la siguiente documentación:

- a) Procedimiento propuesto y aceptado por PEMEX.
- b) Últimos resultados de inspecciones especiales efectuadas.
- c) Calendario general de inspección y programa de trabajo particular del ducto por inspeccionar.
- d) Certificados de Calibración de equipos. Ver subinciso 8.1.1.1.
- e) Relación del personal calificado de inspección.

**Frecuencia.**

Esta inspección debe efectuarse a los ductos considerados dentro del programa establecido después de que ocurra el evento.

**Nivel de inspección aplicable.**

El nivel de inspección aplicable dependerá del grado de las cargas extraordinarias. Dicho nivel de inspección se indicará en el programa de inspección.

**Reporte de resultados.**

El reporte de resultados debe efectuarse en los formatos establecidos en el párrafo 8.4, conforme al Nivel de inspección establecido en el programa, para cada ducto.

En caso de que se encuentren anomalías significativas, éstas se deben reportar en forma inmediata al representante de PEMEX, con la finalidad de evaluar y establecer las acciones correctivas del nivel que lo amerite.

**b) Inspección de seguimiento.**

Se debe efectuar esta inspección a los ductos que PEMEX determine con el objeto de revisar periódicamente la evolución de un defecto, tal como: grietas, daños mecánicos, etc., con el propósito de evaluar su comportamiento.

**Documentación.**

Para llevar a cabo ésta inspección, se debe contar, previo a los trabajos, con la siguiente información:



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 16 DE 95

- a) Procedimiento propuesto y aceptado por PEMEX.
- b) Identificación de las áreas sujetas a inspección.
- c) Dibujos de referencia y sistema de identificación.
- d) Resultados de últimas inspecciones especiales efectuadas.
- e) Calendario general de inspección y programa de trabajo particular del ducto por inspeccionar.
- g) Certificados de Calibración de equipos. Ver subinciso **8.1.1.1**.
- h) Relación del personal calificado de inspección.

#### **Frecuencia.**

La frecuencia de inspección con la que debe llevarse a cabo el programa dependerá principalmente del tipo de defecto, este será definido previa evaluación del grupo evaluador correspondiente.

#### **Nivel de inspección aplicable.**

El nivel de inspección aplicable dependerá del grado de daño mecánico que se presente. Dicho nivel de inspección se debe indicar en el programa de inspección.

#### **Reporte de resultados.**

El reporte de resultados debe efectuarse en los formatos establecidos en el párrafo **8.4**, conforme al Nivel de inspección establecido en el programa, para cada ducto.

En caso de que se encuentren anomalías significativas, se deben reportar en forma inmediata al representante de PEMEX, con la finalidad de evaluar y establecer las acciones correctivas del nivel que lo amerite.

De acuerdo con los resultados que se obtengan de la evaluación y características propias del área en cuestión se debe proceder a la formulación de un programa de inspección de seguimiento.

En el caso de que la magnitud del defecto (grietas) lo requiera, se deben instalar instrumentos para monitorear en forma continua el comportamiento de éste, previo aviso y autorización del representante de PEMEX.

#### **c) Inspección con diablo instrumentado.**

La inspección con diablo instrumentado se realizará a todas las tuberías submarinas que estén jerarquizadas dentro de la categoría ALTA (Ver Tablas 1 y 2 de la **NRF-013-PEMEX-2000**), así como también aquellas tuberías de categoría MODERADA, cuya inspección interna sea requerida por:

- a) Requerimientos y necesidades específicas de cada línea submarina, así como a juicio y criterio del representante de Pemex, basado en estudios de ingeniería y estadísticas que lo respalden.
- b) Conforme a las recomendaciones del grupo de evaluación.
- c) Evaluación del riesgo en operación por la degradación del ducto, basado en parámetros significativos que evalúen: Factores de interferencia externa, de corrosión, de movimiento de terreno, de normatividad en construcción, de seguridad en operación y de seguridad de suministro al consumidor.

#### **Documentación.**

Para llevar a cabo ésta inspección, se debe contar, previo a los trabajos, con la siguiente información:

- a) Procedimiento propuesto y aceptado por PEMEX.
- b) Resultados de las últimas inspecciones especiales efectuadas.
- c) Calendario general de inspección y programa de trabajo particular del ducto por inspeccionar.
- d) Certificados de Calibración de equipos. Ver subinciso **8.1.1.1**

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 17 DE 95</b></p>
--	---	---

e) Relación del personal calificado de inspección.

**Frecuencia.**

Esta inspección debe efectuarse conforme al programa de inspección establecido por PEMEX.

**Nivel de inspección aplicable.**

Esta inspección se debe realizar con el Nivel TS5.

**Reporte de resultados.**

El reporte de resultados debe efectuarse conforme a lo indicado por el representante de PEMEX. En caso de que se encuentren anomalías significativas, éstas se deben reportar en forma inmediata al representante de PEMEX, con la finalidad de establecer un plan de acción inmediato, en caso de considerarlo necesario.

**8.1.2. Niveles de inspección.**

Los niveles de inspección definen el grado de detalle con el que se debe efectuar la inspección, tanto de la línea regular como del ducto ascendente y curva de expansión, indicando el equipo mínimo necesario y el personal calificado, con el que se debe contar para realizar los trabajos de inspección.

Para el caso de Tuberías Submarinas, se debe aplicar el nivel de inspección requerido en el programa, pudiendo ser alguno o algunos de los siguientes:

- a) Nivel TS1 Inspección visual general
- b) Nivel TS2 Inspección visual detallada
- c) Nivel TS3 Inspección empleando pruebas no destructivas
- d) Nivel TS4 Inspección continua del potencial catódico
- e) Nivel TS5 Inspección interna con diablo instrumentado

Para el caso de los Ductos Ascendentes, solo se podrán aplicar alguno o algunos de los primeros cuatro niveles de inspección.

**8.1.2.1. Inspección Nivel TS1 (visual general).** Dicha inspección se debe aplicar para registrar de manera indirecta las anomalías y daños obvios en tuberías submarinas.

**Equipo principal.**

Barco topógrafo equipado principalmente con sonar de barrido lateral (Side Scan Sonar) y vehículo operado a control remoto (ROV) .

**Perfil del personal.**

Personal de experiencia y conocimientos comprobados en trabajos de inspección a tuberías submarinas, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se pueden encontrar.

**Trabajos que se deben ejecutar.**

Efectuar el recorrido con barco de todo el alineamiento de la tubería submarina, para detectar y registrar lo siguiente:

- a) Ubicación del área donde se presente alguna anomalía (coordenadas UTM)
- b) Tipo de anomalía encontrada: tubería fuera de ruta, golpes de ancla, deslizamiento de lodo, escombros, garreo de anclas, desprendimiento de lastre de concreto, tubería sobre arrecifes, fugas, cruzamientos ,etc.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 18 DE 95</b></p>
--	---	---

- c) Posición de la tubería sobre o en el interior de la zanja.
- d) Dimensiones aproximadas de la anomalía.

**Formatos de registro.**

Se debe llenar el formato de registro de datos y reporte de resultados, según corresponda (ver párrafo 8.4).

**8.1.2.2. Inspección Nivel TS2 (visual detallada).** Dicha inspección se debe aplicar para registrar en forma directa las anomalías y daños en las tuberías.

**Equipo principal.**

Barco de buceo

**Perfil del personal.**

Buzos inspectores calificados por una empresa reconocida nacional o internacional.

**Trabajos que se deben ejecutar.**

Se requiere llevar a cabo la limpieza del crecimiento marino ó cualquier material cercano al daño del área por inspeccionar para efectuar la metrología de la anomalía o del daño detectado y registrar lo siguiente:

- a) Tipo de anomalía encontrada: golpes de ancla, garreo de anclas, desprendimiento de lastre de concreto, tubería sobre arrecifes, fugas, cruzamientos, etc.
- b) Dimensiones de la anomalía.

**Formatos de registro.**

Se debe llenar el formato de registro de datos y reporte de resultados, según corresponda (ver párrafo 8.4).

**8.1.2.3. Inspección nivel TS3 (Inspección empleando pruebas no destructivas).** Esta inspección se debe realizar para detectar si en los daños mecánicos existen grietas no visibles o que se requiera dimensionar.

**Equipo principal.**

Barco de buceo con equipo ultrasónico y de partículas magnéticas

**Perfil del personal.**

El personal debe tener conocimiento y estar calificado por una empresa reconocida nacional ó internacional en buceo y aplicación de pruebas no destructivas. Además debe contar con experiencia comprobada en trabajos de inspección en instalaciones costa afuera, así como también conocer la relevancia de diferentes daños potenciales que pueden presentarse en las tuberías submarinas, tales como: abolladuras, grietas, rayones, muescas, acanaladuras, entre otras.

Los técnicos deben estar certificados en: ASNT-Nivel II en ultrasonido y partículas magnéticas.

**Trabajos que se deben ejecutar.**

Se requiere llevar a cabo la limpieza del área por inspeccionar para efectuar las pruebas no destructivas aplicando ultrasonido y/o partículas magnéticas. Serán realizadas por personal calificado en el método establecido y en base a lo indicado a la práctica recomendadas por SNT-TC-1A de la ASNT. Se debe efectuar la metrología de la anomalía o del daño detectado.

**Formatos de registro.**

Se debe llenar el formato de registro de datos y reporte de resultados, según corresponda (ver párrafo 8.4).

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 19 DE 95</b></p>
--	---	---

**8.1.2.4. Inspección Nivel TS4 (protección catódica).** El propósito de esta inspección es monitorear y en su caso detectar las zonas susceptibles a sufrir corrosión externa debido al mal funcionamiento del sistema de protección catódica, producido por desgaste del ánodo de sacrificio o por su desprendimiento.

**Equipo principal**

Barco con equipo necesario para realizar la inspección del potencial catódico con vehículo operado a control remoto. En el caso de un ducto submarino con arribo playero se debe utilizar una embarcación de poco calado con el equipo necesario para la inspección del potencial catódico mediante el método del cable de arrastre (este equipo no es necesario que este a bordo del barco inspector).

**Perfil del personal**

El personal que realice la inspección continua del potencial catódico debe tener experiencia y conocimientos comprobados para inspeccionar, identificar y documentar las anomalías o daños en los ánodos de sacrificio; entre los más frecuentes se encuentran: baja de potencial, daños mecánicos y desprendimientos.

**Trabajos que se deben ejecutar**

Medición del potencial continuo en toda la longitud de la tubería a través de una celda de referencia de plata/cloruro de plata, haciendo contacto directo con alguna zona descubierta de la tubería o sobre los ánodos.- Para tuberías de 5 km de longitud y menores, se deben realizar como mínimo dos mediciones de potenciales en forma directa, las cuales pueden localizarse en las curvas de expansión o en alguna zona expuesta. Para líneas mayores de 5 y hasta 20 km de longitud, se deben realizar como mínimo una medición en cada extremo y una cada 4 km y para líneas mayores de 20 km, se deben realizar como mínimo una medición en cada extremo y una cada 10 km aproximadamente.

**Formatos de registro**

Se debe de llenar el formato de registro de datos y reporte de resultados, según corresponda (ver párrafo 8.4).

**8.1.2.5. Inspección Nivel TS5 (diablo instrumentado).** Este nivel de inspección tiene como objetivo inspeccionar con diablo instrumentado la tubería para detectar daños y anomalías como son: corrosión interna y externa, cambios en la geometría del tubo (ovalamiento, abolladuras, etc.), laminaciones, ampollas y en algunos casos grietas, de tal manera que se tenga información para evaluar los daños y elaborar los programas del mantenimiento requerido.

**Equipo principal**

Diablo de limpieza, diablo calibrador, diablo simulador y diablo instrumentado.

**Perfil del personal**

El personal operador del diablo instrumentado así como el analista de los resultados del mismo debe estar calificado y/o certificado por la entidad que representan de acuerdo al método que utilice el equipo. Además debe contar con experiencia comprobada en trabajos de inspección en tuberías submarinas, así como también interpretar e identificar los diferentes daños detectados en el ducto que pueden presentarse durante la inspección.

**Trabajos que se deben ejecutar**

Los trabajos a ejecutar deben ser establecidos en base a las inspecciones previas de la línea, ya que el detalle requerido de la inspección es función de su situación en el momento de la realización de los trabajos.

**Formatos de registro**

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 20 DE 95</b></p>
--	---	---

El reporte de resultados debe efectuarse conforme a lo indicado por el representante de PEMEX.

## 8.2. Evaluación.

La evaluación debe realizarse apegándose a lo indicado en los incisos **8.2.2 a 8.2.9**. Únicamente se permitirá la utilización de otros criterios cuando se demuestre con estudios de ingeniería (mediante modelos basados en mecánica de fractura, elemento finito, pruebas de laboratorio, etc.) que el efecto real de las anomalías no pone en riesgo la integridad estructural de las tuberías y por lo tanto, la seguridad y confiabilidad de las instalaciones. La evaluación se debe entregar de acuerdo a los formatos indicados en el inciso **8.4.2**.

Se deben efectuar las evaluaciones indicadas en la tabla 3, ya sea para ducto ascendente o línea submarina.

### 8.2.1. Requerimientos de información.

La información indicada en las tablas 1 y 2 será necesaria para evaluar cualquier ducto ascendente o tubería submarina respectivamente.

### 8.2.2. Revisión por presión interna.

La revisión por presión interna se debe efectuar de acuerdo al subinciso **8.2.1.1a** de la **NRF-013-PEMEX-2000**.

La revisión por corrosión de acuerdo a la vida útil restante se debe obtener conforme a lo indicado en el subinciso **8.2.1.1b y c** de la **NRF-013-PEMEX-2000**.

Una vez calculado el espesor actual ( $t_{act}$ ) y el espesor requerido para la vida útil restante ( $t_r$ ), debe cumplirse lo siguiente:

$$t_{act} \geq t_r$$

En caso de que no se cumpla la relación anterior, se debe aplicar alguno de los métodos de mantenimiento indicados en el párrafo **8.3**, ó reducción de la presión máxima de operación, conforme lo indicado en ASME B31.G ó equivalente.

### 8.2.3. Estabilidad hidrodinámica.

**8.2.3.1. Estabilidad hidrodinámica horizontal.** La evaluación por estabilidad hidrodinámica horizontal se debe realizar de acuerdo a lo indicado en el inciso **8.2.2** y la direccionalidad del oleaje y corriente de acuerdo al inciso **8.3.2** de la **NRF-013\_PEMEX-2000**.

En caso de que los factores de estabilidad hidrodinámica no cumplan con lo indicado anteriormente, se debe aplicar alguno de los métodos de mantenimiento indicados en el subinciso **8.3.2.3**.

**8.2.3.2. Estabilidad vertical de tuberías enterradas.** Cuando la tubería está enterrada, tiende a flotar o hundirse en condiciones de tormenta, este fenómeno depende del peso de la tubería (incluyendo el contenido), densidad del suelo y su resistencia al esfuerzo cortante.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 21 DE 95</b></p>
--	---	---

La revisión de estabilidad vertical en tuberías enterradas se debe realizar de la manera indicada en el inciso **8.2.3** de la **NRF-013-PEMEX-2000**.

Se debe cumplir la desigualdad siguiente:

$$F < R$$

En caso de que no se cumpla la relación anterior, se debe aplicar alguno de los métodos de estabilizado de líneas indicados en el subinciso **8.3.2.3**.

#### **8.2.4. Análisis de predicción de desplazamientos.**

En el caso de que un tramo de la tubería sea potencialmente inestable después de haber realizado el análisis de estabilidad hidrodinámica de acuerdo a **8.2.3**, se debe determinar la deflexión lateral máxima y el esfuerzo flexionante que se puede presentar en la tubería durante una condición de tormenta de 100 años.

En el análisis de predicción de desplazamientos, las fuerzas hidrodinámicas se aplicarán únicamente a la sección de tubo que resultó inestable, mientras que la resistencia del suelo (pasiva y por fricción) se modelará para el resto de la sección de tubería que es estable.

Las fuerzas hidrodinámicas máximas (dragado e inercia) que se usarán en el análisis corresponden a las obtenidas con cero por ciento de enterrado en el programa AGA. Las fuerzas hidrodinámicas netas aplicadas a las secciones inestables se obtienen restando la resistencia del suelo de las fuerzas hidrodinámicas máximas.

Basado en las presiones interna e hidrostática, se calcula el esfuerzo circunferencial y la componente axial de la presión interna. Con el objeto de tener un resultado conservador, se utilizará el valor mínimo de la profundidad de agua para el cálculo de la presión hidrostática.

Los esfuerzos longitudinales máximos y mínimos se calculan combinando el esfuerzo axial y flexionante.

Se calcularán los esfuerzos combinados de Tresca y Von Mises así como los esfuerzos por pandeo local en la pared de la tubería debidos a la presión externa y al esfuerzo flexionante.

En caso de que exista desplazamiento que genere esfuerzos que sobrepasen los permitidos de acuerdo a los subincisos **8.2.4.1** a **8.2.4.4**, será necesario sacar de servicio al ducto y efectuar la sustitución del tramo sobreforzado de acuerdo al subinciso **8.3.2.6**. ó se realizará un estudio de análisis de riesgo estructural utilizando técnicas de elemento finito que permita la utilización de otra medida mitigante.

**8.2.4.1. Esfuerzo circunferencial.** El esfuerzo circunferencial máximo en la línea no deberá exceder el esfuerzo circunferencial permitido, el cual se obtendrá utilizando el factor indicado en la tabla 4 de la **NRF-013-PEMEX-2000**. La clasificación de la línea de acuerdo a su seguridad y servicio se hará conforme a la Tabla 1 y 2 del mismo documento.

**8.2.4.2. Esfuerzo longitudinal.** El esfuerzo longitudinal se comparará con el esfuerzo longitudinal obtenido utilizando los factores de la tablas B-1 y B-2 de la **NRF-013-PEMEX-2000**, los cuales corresponden a los criterios indicados en los códigos **ASME-B31.8** y **ASME-B31.4** o equivalentes.



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS**

**No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001**

**Rev.: 0**

**PÁGINA 22 DE 95**

**8.2.4.3. Esfuerzo combinado.** Se realizará una revisión de los esfuerzos combinados de acuerdo a la teoría de Tresca y Von Mises, los cuales se compararán con los obtenidos utilizando los factores indicados en las tablas B-1 y B-2 de la **NRF-013-PEMEX-2000**, que a su vez corresponden a los requeridos por los códigos **ASME-B31.8** y **ASME-B31.4** o equivalentes.

**8.2.4.4. Pandeo local.** Se realizará una revisión por pandeo local debido a la presión externa y a los esfuerzos flexionantes de acuerdo a lo indicado en el apéndice B del **DNV'81** o equivalente (ver Bibliografía). Se utilizará la profundidad de agua máxima en el cálculo del pandeo local.

**Tabla 1. Requerimientos de información del ducto ascendente**

INFORMACION GENERAL	INFORMACION DE ANOMALIAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Línea</li> <li>- Clave</li> <li>- Fecha de instalación</li> <li>- Fecha de inspección</li> <li>- Diámetro</li> <li>- Pierna</li> <li>- Plataforma</li> <li>- Barco que realizó la inspección</li> <li>- Compañía que realizó la inspección</li> <li>- Material</li> <li>- Esfuerzo mínimo de fluencia</li> <li>- Espesor de diseño</li> <li>- Temperatura de operación</li> <li>- Temperatura del sitio</li> <li>- Servicio</li> <li>- Producción</li> <li>- Presión de operación</li> <li>- Presión máxima de trabajo</li> <li>- Presión de sitio</li> <li>- Espesor mínimo detectado en cada zona</li> <li>- Espesor del recubrimiento anticorrosivo</li> <li>- Densidad del recubrimiento anticorrosivo</li> <li>- Estado del recubrimiento anticorrosivo</li> <li>- Espesor del lastre de concreto</li> <li>- Densidad del lastre de concreto</li> <li>- Monoblock <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevación</li> <li>- Tipo</li> <li>- Estado del recubrimiento</li> <li>- Fugas</li> <li>- Continuidad eléctrica</li> <li>- Lectura eléctrica</li> </ul> </li> <li>- Camisa metálica <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevación nivel superior</li> <li>- Elevación nivel inferior</li> <li>- Tipo</li> <li>- Estado del recubrimiento</li> <li>- Temperatura en el ducto</li> <li>- Temperatura en la camisa</li> </ul> </li> <li>- Crecimiento marino <ul style="list-style-type: none"> <li>- Espesor</li> <li>- Densidad</li> </ul> </li> <li>- Anodos de sacrificio <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevación o cadenamamiento</li> <li>- Tipo</li> <li>- Dimensiones</li> <li>- Potencial catódico</li> <li>- Tipo de sujeción</li> <li>- Estado</li> </ul> </li> <li>- Curva de expansión <ul style="list-style-type: none"> <li>- Coordenadas</li> <li>- Tirante de agua</li> </ul> </li> <li>- Defensa del ducto <ul style="list-style-type: none"> <li>- Separación defensa-ducto</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Daños mecánicos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona</li> <li>- Referencia</li> <li>- Horario</li> <li>- Elevación de la posición del daño</li> <li>- Longitud</li> <li>- Anchura</li> <li>- Profundidad</li> <li>- Fuga</li> <li>- Espesor de pared donde se localiza el daño</li> </ul> </li> <li>- <b>Desprendimiento de concreto</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Localización</li> <li>- Dimensiones</li> </ul> </li> <li>- <b>Azolve</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Longitud</li> <li>- Porcentaje</li> </ul> </li> <li>- <b>Socavación</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Longitud</li> <li>- Porcentaje</li> </ul> </li> <li>- <b>Escombros</b></li> </ul>



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS**

**No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001**

**Rev.: 0**

**PÁGINA 23 DE 95**

<ul style="list-style-type: none"> <li>- Separación defensa-pierna</li> <li>- Estado</li> <li>- Abrazaderas             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevación</li> <li>- Tipo</li> </ul> </li> <li>- Separación pierna-ducto ascendente</li> <li>- Crecimiento marino</li> <li>- Espárragos</li> <li>- Holgura</li> </ul>	
--	--

**Tabla 2. Requerimientos de información de la línea submarina**

<b>INFORMACION GENERAL</b>	<b>INFORMACION DE ANOMALIAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Línea</li> <li>- Clave</li> <li>- Fecha de instalación</li> <li>- Fecha de inspección</li> <li>- Diámetro</li> <li>- Barco que realizó la inspección</li> <li>- Compañía que realizó la inspección</li> <li>- Material</li> <li>- Esfuerzo mínimo de fluencia</li> <li>- Espesor de diseño</li> <li>- Temperatura de operación</li> <li>- Temperatura del sitio</li> <li>- Servicio</li> <li>- Producción</li> <li>- Presión de operación</li> <li>- Presión máxima de trabajo</li> <li>- Presión de sitio</li> <li>- Espesor mínimo detectado</li> <li>- Espesor del recubrimiento anticorrosivo</li> <li>- Densidad del recubrimiento anticorrosivo</li> <li>- Estado del recubrimiento anticorrosivo</li> <li>- Espesor del lastre de concreto</li> <li>- Densidad del lastre de concreto</li> <li>- Crecimiento marino             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Espesor</li> <li>- Densidad</li> </ul> </li> <li>- Anodos de sacrificio             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Localización</li> <li>- Elevación o cadenamamiento</li> <li>- Tipo</li> <li>- Dimensiones</li> <li>- Potencial catódico</li> <li>- Tipo de sujeción</li> <li>- Estado</li> </ul> </li> <li>- Propiedades del suelo             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tipo</li> <li>- Resistencia al esfuerzo cortante (arcillas)</li> <li>- Densidad relativa (arenas)</li> </ul> </li> <li>- Tirante de agua</li> <li>- Batimetría</li> <li>- Posición y dirección</li> <li>- Cruces de líneas(estado que guardan, localización, líneas que cruzan)</li> <li>- Interconexiones submarinas y válvulas(estado que guardan, localización)</li> <li>- Bridas de desalineamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Daños mecánicos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Localización</li> <li>- Horario</li> <li>- Elevación de la posición del daño</li> <li>- Longitud</li> <li>- Anchura</li> <li>- Profundidad</li> <li>- Fuga</li> <li>- Espesor de pared donde se localiza el daño</li> </ul> </li> <li>- <b>Desprendimiento de concreto</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Localización</li> <li>- Dimensiones</li> </ul> </li> <li>- <b>Azolve</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Longitud</li> <li>- Porcentaje</li> </ul> </li> <li>- <b>Socavación</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Longitud</li> <li>- Porcentaje</li> </ul> </li> <li>- <b>Escombros</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Profundidad de enterrado</li> </ul> </li> </ul>

**Tabla 3. Requerimientos de evaluación**



Evaluación	Sección	Ducto ascendente (incluye curva de expansión)	Línea submarina
- Revisión por presión interna	8.2.2	✓	✓
- Revisión por corrosión	8.2.2	✓	✓
- Estabilidad hidrodinámica	8.2.3.1		✓
- Estabilidad vertical	8.2.3.2		✓
- Esfuerzo circunferencial	8.2.4.1		Si la línea es inestable
- Esfuerzo longitudinal	8.2.4.2		Si la líneas es inestable
- Esfuerzo combinado	8.2.4.3		Si la líneas es inestable
- Pandeo local	8.2.4.4		✓
- Análisis por esfuerzos de curvatura	8.2.5	✓	Si existen cambios de dirección importantes
- Análisis de vorticidad	8.2.6	✓	Si existen claros libres
- Análisis de cruces e interconexiones	8.2.7		Si existen cruces o interconexiones
- Revisión de la protección catódica	8.2.8	✓	✓
- Corrosión interior y exterior	8.2.9.1	✓	✓
- Corrosión externa localizada	8.2.9.2	✓	✓
- Abolladuras	8.2.9.3	✓	✓
- Muecas	8.2.9.4	✓	✓
- Rayones	8.2.9.5	✓	✓
- Daños calientes	8.2.9.6	✓	✓
- Desprendimiento de concreto	8.2.9.8	✓	✓

#### 8.2.5. Análisis por esfuerzos de curvatura.

Donde se presenten curvaturas horizontales o verticales en la línea submarina, se efectuará una revisión por esfuerzos de curvatura. El esfuerzo se obtendrá:

$$s_c = \frac{ED}{2r}$$

Donde:  $s_c$  = esfuerzo por curvatura, kg/cm<sup>2</sup> (lb/pulg<sup>2</sup>)

$E$  = módulo de elasticidad del acero, kg/cm<sup>2</sup> (lb/pulg<sup>2</sup>)

$D$  = diámetro de la tubería, cm (pulg)

$r$  = radio de curvatura, cm (pulg)

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 25 DE 95</b></p>
--	---	---

El esfuerzo por curvatura se comparará con el esfuerzo permisible obtenido aplicando la siguiente ecuación:

$$s_{per} = 0.18SMYS$$

Donde:  $s_{per}$  = esfuerzo permisible

$SMYS$  = esfuerzo mínimo de fluencia especificado

En caso de que el esfuerzo por curvatura sobrepase el permisible, será necesario sacar de servicio al ducto y sustituir los tramos sobreforzados de acuerdo al subinciso **8.3.2.6**. ó se realizará un estudio de análisis de riesgo estructural utilizando técnicas de elemento finito que permita la utilización de otra medida mitigante.

#### **8.2.6. Análisis de vorticidad.**

La vorticidad puede ocurrir cuando un flujo permanente actúa en un ducto ascendente o en un claro libre de una tubería submarina. La vorticidad causa presiones diferenciales a lo largo del claro libre de la tubería submarina o ducto ascendente, por lo que se pueden inducir oscilaciones tanto normal como perpendicular al vector de flujo. Se puede presentar resonancia si la frecuencia de la vorticidad se encuentra cercana a la frecuencia natural del claro libre de la tubería submarina o del ducto ascendente. La frecuencia de vorticidad puede obtenerse de la fórmula siguiente:

$$f_v = \frac{StV}{D}$$

Donde:  $f_v$  = frecuencia de vorticidad (Hz)

$St$  = número de Strouhal

$V$  = velocidad del flujo perpendicular al eje de la tubería, m/seg (pies/seg)

$D$  = diámetro externo total incluyendo el crecimiento marino, m (pies)

**NOTA:** La evaluación del espesor de crecimiento marino se debe considerar de acuerdo al inciso **8.3.3** de la **NRF-013-PEMEX-2000**.

El número de Strouhal, el cual es función del número de Reynolds, se obtendrá de la figura A.2 del **DNV'81**. El número de Reynolds se determina de acuerdo a:

$$Re = \frac{VD}{\nu}$$

Donde:  $\nu$  = viscosidad cinemática del agua, m<sup>2</sup>/seg (pie<sup>2</sup>/seg)

**8.2.6.1. Vibraciones por vorticidad.** Debe verificarse que la frecuencia de la vibración por vorticidad no coincida con la frecuencia natural de la tubería. La frecuencia de excitación por vorticidad no debe estar dentro del rango de  $0.8F_n$  y  $1.2F_n$ , siendo  $F_n$  la frecuencia natural de la tubería, la cual se obtendrá de la expresión siguiente :



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 26 DE 95

$$Fn = \left( \frac{C}{L_{claro}^2} \right) \left( \frac{EI}{m_e} \right)^{1/2}$$

Donde:  $C$  = constante que depende de las condiciones de apoyo

$L_{claro}$  = longitud del claro, cm (pulg)

$E$  = modulo de elasticidad del acero, kg/cm<sup>2</sup> (lb/pulg<sup>2</sup>)

$I$  = momento de inercia del acero, cm<sup>4</sup> (pulg<sup>4</sup>)

$m_e$  = masa efectiva por unidad de longitud, kg/cm (slug/pie)

Para la determinación de los rangos de velocidad donde pueden ocurrir oscilaciones producidas por la vorticidad, se deben utilizar los siguientes dos parámetros:

$$Vr = \frac{V}{fnD}$$

$$Ks = \frac{2m_e d}{rD^2}$$

Donde:  $Vr$  = velocidad reducida, m/seg (pie/seg)

$fn$  = frecuencia natural de la tubería, Hz

$Ks$  = parámetro de estabilidad

$d$  = decremento logarítmico de amortiguamiento estructural

$r$  = densidad del agua, kg/m<sup>3</sup> (slug/pie<sup>3</sup>)

La masa efectiva por unidad de longitud de tubería se obtiene de la expresión:

$$m_e = (W_{tubo} + W_{rec} + W_{lastre} + W_{cont} + C_m * W_{agua}) / g$$

Donde:  $C_m$  = coeficiente de masa agregada de acuerdo a la figura A.7 del **DNV'81** o equivalente

$g$  = gravedad

**8.2.6.2. Oscilaciones axiales con el vector velocidad.** La vorticidad puede generar oscilaciones que hagan entrar en resonancia al tubo cuando se tengan valores de  $Vr$  entre 1.0 y 3.5 y de  $Ks \leq 1.8$ .

**8.2.6.3. Oscilaciones perpendiculares al vector velocidad.** Oscilaciones perpendiculares al vector velocidad pueden ocurrir cuando  $Ks \leq 16$  y cuando  $Vr$  se encuentra entre los valores definidos por la figura A.5 del **DNV'81** o equivalente.

En caso de obtenerse valores de  $Vr$  y  $Ks$  como resultado de **8.2.6.1** se puede predecir que el tubo entre en resonancia, por lo que se debe modificar la separación de las abrazaderas (ducto ascendente) o reducir los claros libres (tubería submarina), de manera que se evite este riesgo.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 27 DE 95</b></p>
--	---	---

### 8.2.7. Análisis estructural de cruces e interconexiones.

Los cruces submarinos parcialmente enterrados y superficiales, así como las interconexiones, deben ser revisados estructuralmente bajo combinaciones de cargas operacionales e hidrodinámicas máximas producidas por una tormenta de 100 años de período de retorno, tomando en consideración los parámetros utilizados en la revisión para estabilidad hidrodinámica mencionados en el inciso **8.2.3**, y la dirección de oleaje y corriente de acuerdo con el inciso **8.3.2** de la **NRF-013 PEMEX-2000**.

Los esfuerzos longitudinales, de expansión y combinado para evaluación de los cruces, deben realizarse de acuerdo a lo indicado en los códigos **ASME B31.8 “Gas Transmission and Distribution Piping Systems”**, o equivalente, (Ver tabla **B-1** de la **NRF-013-PEMEX-2000**); y **ASME B31.4 “Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas Anhydrous Ammonia, and Alcohol”**, o equivalente, (Ver tabla **B-2** de la **NRF-013-PEMEX-2000**), según sea el caso.

En caso de que los esfuerzos en los cruces e interconexiones sobrepasen los permisibles, será necesario sacar de servicio el ducto y sustituir los tramos sobreforzados de acuerdo al subinciso **8.3.2.6**. ó se realizará un estudio de análisis de riesgo estructural utilizando técnicas de elemento finito que permita la utilización de otra medida mitigante.

### 8.2.8. Revisión de la protección catódica.

El criterio de revisión de la protección catódica de las líneas submarinas y ductos ascendentes de acero enterrados y/o superficiales debe ser conforme lo indicado en la **NOM-008-SECRE** en su párrafo **5.8.1b**: “Un potencial tubo-suelo de  $-0.800$  volts como mínimo medido entre la superficie del ducto y un electrodo de referencia de plata/cloruro de plata en contacto con el electrolito debe ser satisfecho para garantizar un adecuado funcionamiento del sistema.”

En caso de que no se cumpla con el criterio anterior, será necesario llevar acabo el reforzamiento de la protección catódica con ánodos de sacrificio.

Cuando existan cruzamientos y/o paralelismos con otras líneas submarinas, se debe revisar la interacción entre ambos sistemas mediante mediciones de potencial tubo-suelo y establecer las medidas correctivas para minimizar los efectos de la interacción.

### 8.2.9. Evaluación de daños mecánicos.

Las recomendaciones indicadas a continuación, no son limitativas y únicamente se permitirá la utilización de otros criterios cuando se demuestre con estudios de ingeniería basados en modelos de mecánica de fractura, elemento finito, pruebas de laboratorio, análisis de integridad basado en riesgo y confiabilidad y cualquier otro método de evaluación de daños que suponen un modo de falla plástico (RSTRENG, SHELL92, etc), así como la realización de pruebas hidrostáticas ó neumáticas.

**8.2.9.1. Corrosión interior.** Si a causa de la corrosión interior ó exterior, el espesor de pared se ha reducido a un valor menor que el espesor mínimo requerido de acuerdo al inciso **8.2.2**, ó disminuido en una cantidad igual a  $0.125$ " para tuberías submarinas, y una tolerancia de  $0.200$  para ductos ascendentes, el tramo de tubería deberá

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 28 DE 95</b></p>
--	---	---

ser reemplazado o bien, se podrá operar el ducto a una presión reducida calculada de acuerdo al código **ASME B31G**, párrafo 4.2 o equivalente, o se realizará un estudio del análisis de integridad estructural que respalde el uso de camisas envolventes con o sin relleno epóxico como indicado en **8.3.2.4** y **8.3.2.5**.

**8.2.9.2. Corrosión externa localizada.** En tuberías cuando las picaduras por corrosión han reducido el espesor de pared a un valor menor que el espesor mínimo requerido de acuerdo al inciso **8.2.2**, disminuido en una cantidad igual a la tolerancia de corrosión aplicable, de acuerdo a lo indicado en **8.2.9.1** y la longitud del área de picaduras es mayor que la permitida de acuerdo a la expresión indicada a continuación, el tramo de tubería debe ser reemplazado u operado a una presión reducida conforme al código **ASME B31G**, párrafo **4.2** o equivalente.

En caso de reparación se deberá realizar un estudio del análisis de integridad estructural que respalde el uso de camisas envolventes con o sin relleno epóxico como indicado en **8.3.2.4** y **8.3.2.5** o refuerzo no metálico como indicado en **8.3.2.7**.

Se debe utilizar el siguiente método para calcular la longitud máxima permisible del área corroída y se aplica sólo cuando la profundidad máxima de la picadura por corrosión es mayor del 10% y menor del 80% del espesor de pared nominal del tubo de acuerdo a la figura 2.1 del código **ASME B31G** o equivalente. Este método no es aplicable para corrosiones en la soldadura longitudinal y en la zona afectada por el calor.

$$L = 1.12B(Dt_n)^{1/2}$$

Esta fórmula se utiliza para valores de  $B \leq 4$ , donde B se obtiene de la siguiente expresión o de la figura 2.2 del código **ASME B31G** o equivalente:

$$B = \sqrt{\left(\frac{c/t_n}{1.1c/t_n - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Donde:

$L$  = Máximo tamaño longitudinal permisible del área corroída. Como se muestra en la figura 2.1 del código **ASME B31G** o equivalente, en pulg.

$D$  = Diámetro exterior nominal del tubo, en pulg.

$t_n$  = Espesor de pared nominal del tubo, en pulg.

$c$  = Máxima profundidad del área corroída, en pulg.

En caso de que B sea mayor que 4, se utilizará un valor de B=4 en la ecuación. Este valor también será aplicable, si la profundidad de corrosión se encuentra entre 10% y 17.5% del espesor de pared del tubo.

**8.2.9.3. Abolladuras.** Las tuberías con abolladuras deben ser retiradas o reparadas cuando reúnan cualquiera de las condiciones siguientes de acuerdo a lo indicado en los códigos **ASME B31.4** y **ASME B31.8** o equivalente:

- Las que afectan la curvatura de un tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial (a tope).
- Las que contengan una rasgadura, rajadura o ranura.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 29 DE 95</b></p>
--	---	---

- c) Las que excedan una profundidad de 6 mm (1/4 pulg.) en tubos de 114.3 mm (4 pulg.) de diámetro nominal y menores, o 6% del diámetro nominal en tubos mayores de 114.3 mm (4 pulg.).

**8.2.9.4. Muecas.** Las tuberías que tengan cortes en forma de "V" ó "U" con una profundidad mayor del 12.5% del espesor nominal de pared, deben ser retiradas o reparadas de acuerdo a lo indicado en el **ASME B31.4** o equivalente. En el caso de gasoductos, se deberán retirar o reparar aquellas tuberías cuya profundidad de las muecas sea mayor del 10% de acuerdo a lo indicado en el **ASME B31.8** o equivalente.

**8.2.9.5. Rayones.** Los rayones presentes en las tuberías deberán repararse o eliminarse si éstos tienen una profundidad mayor al 12.5% del espesor nominal de pared en el caso de hidrocarburos líquidos, según el **ASME B31.4** o equivalente o mayor al 10% en el caso de gasoductos, según el **ASME B31.8** o equivalente.

**8.2.9.6. Daños calientes.** Todas las quemaduras por arco deben ser eliminadas o reparadas, según se indica en los códigos **ASME B31.4** y **ASME B31.8** o equivalente. Se podrá reparar la zona con el daño caliente a través de esmerilado si el espesor remanente de la tubería después del esmerilado no se reduce a un valor menor al mínimo requerido de acuerdo al inciso **8.2.2**. De otra manera, la reparación queda prohibida y el tramo de tubería dañado debe reforzarse ó reemplazarse.

**8.2.9.7. Imperfección de soldadura.** La tabla 4 indica las imperfecciones en las soldaduras que son permitidas.

**8.2.9.8. Desprendimiento de concreto.** Cuando se tengan desprendimientos de lastre de concreto en la línea submarina, el contratista debe realizar un análisis de estabilidad hidrodinámica de acuerdo a lo indicado en el inciso **8.2.3** considerando un lastre de concreto equivalente. Para calcular dicho lastre de concreto equivalente, se deberá cuantificar el peso que la tubería ha perdido en un determinado tramo, el cual se le restará al espesor de lastre de concreto original de la tubería, de tal manera que se obtenga un nuevo espesor de lastre de concreto reducido.

### **8.3. Mantenimiento.**

#### **8.3.1. Mantenimiento preventivo.**

Inyección de inhibidores, reforzamiento de la protección catódica e instalación de cupones para evaluar velocidades de corrosión interior deben ser considerados como acciones de un mantenimiento preventivo, definidos bajo previa evaluación de ingeniería.

**8.3.1.1. Inyección de inhibidores.** Se debe verificar si el ducto cuenta con un programa de inyección de inhibidores para evaluar su aplicabilidad y comprobar su eficiencia. En caso de no tenerlo será necesario implementar un programa de acuerdo a los criterios indicados en la **NRF-013-PEMEX-2000** y **NRF-005-PEMEX-2000**. La corrosión interior del ducto en el cual se esté utilizando un sistema de inhibidores, no debe ser mayor de 2 MPA de acuerdo a lo indicado en las cláusulas **8.18.11.1** y **8.18.12.3** de la misma norma de referencia **NRF-005-PEMEX-2000**.

**8.3.1.2. Reforzamiento de la protección catódica.** El reforzamiento se debe realizar instalando ánodos de sacrificio mediante soldadura húmeda en aquellos puntos donde, como resultado de la inspección y del perfil de potenciales, existan bajos potenciales de protección.

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 30 DE 95</b></p>
--	---	---

**8.3.1.3. Monitoreo de la velocidad de corrosión interior.** Se debe llevar a cabo la instalación de testigos de tipo gravimétrico ó electroquímicos, debidamente separados, acondicionados, pesados y calibrados de acuerdo a las condiciones de operación y a las características químicas de los productos transportados, las cuáles también determinaran los periodos de exposición.

### **8.3.2. Mantenimiento correctivo.**

#### **Selección y evaluación de procedimientos de reparación.**

El método de reparación a utilizar en una tubería con disminución de espesor de pared por corrosión o con algún tipo de daño mecánico dependerá del tipo de anomalía, de acuerdo a lo indicado en la tabla 5. Si la línea puede sacarse de operación será preferible realizar una reparación definitiva del tipo reemplazo, sustituyendo la sección del tubo que contiene el daño. En el caso de no poder dejar de operar la línea se podrá optar por una reparación provisional a base de grampas de fábrica o hechizas atornilladas, o por una reparación definitiva del tipo reforzamiento, consistente en la colocación de una envolvente metálica soldada o un refuerzo no metálico. Si se opta por la reparación provisional, se deberá programar una reparación definitiva en un plazo no mayor de 30 días.

Dichas alternativas de reparación deberán 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.

**8.3.2.1. Esmerilado.** Los daños mecánicos o imperfecciones deben ser eliminados por un sistema adecuado de esmerilado, en el cual el área base debe quedar suavemente contorneada. La tabla No. 5 indica los casos en que se puede aplicar este tipo de reparación.

Las áreas donde el esmerilado ha reducido el espesor de pared remanente a un valor menor del espesor de pared calculado de diseño de acuerdo al inciso **8.2.2**, disminuido en una cantidad igual a la tolerancia de corrosión aplicable (se considera la tolerancia de 0.125" para una vida útil de 20 años, valor que se debe reducir en promedio 0.006" por año de servicio), pueden ser analizadas en la misma forma como se trata a la corrosión localizada del tipo de picaduras (subinciso **8.2.9.2**), para determinar si las áreas necesitan ser reemplazadas, reparadas o la presión de operación reducida de acuerdo al código **ASME B31G**, párrafo **4.2** o equivalente.

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, con el objeto de no esmerilar más del 12.5%. Posteriormente se deberá aplicar la prueba de partículas magnéticas, en caso de indicaciones de grietas se esmerilará y medirá nuevamente el espesor remanente.

**8.3.2.2. Soldadura de relleno.** Las pequeñas áreas corroídas, ranuras, ralladuras y quemaduras por arco, pueden ser reparadas con depósitos de metal de soldadura.

El metal de soldadura utilizado en reparaciones debe estar de acuerdo con los requerimientos de la especificación apropiada de la tubería, para el grado y tipo que está siendo reparado.

Una vez que el área a reparar se ha esmerilado según **8.3.2.1** y que se encuentre lisa, uniforme y libre de grasa, pintura y otras impurezas que puedan afectar la soldadura, se procederá a la reparación por medio de soldadura de relleno. Los cordones de soldadura se deben colocar paralelos uno con respecto al otro, en la dirección circunferencial de la tubería. Se debe depositar un cordón de refuerzo que circunde los cordones de soldadura anteriores y finalmente se colocarán cordones de soldadura en la dirección longitudinal de la tubería, de manera

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 31 DE 95</b></p>
--	---	---

que se forme una cuadrícula con los cordones en dirección circunferencial pero que queden circunscritos en el cordón de refuerzo.

Todos los soldadores que realicen trabajos de reparación deben ser calificados por la ASNT y de acuerdo con lo que especifica la última edición del código **ASME sección IX, artículos II y III** o por el código **API STD 1104**, secciones 1 y 2 o sus equivalentes. 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 No. 4 indica los casos en que se puede aplicar la soldadura de relleno.

**8.3.2.3. Estabilizado de líneas.** Cuando los resultados del análisis de estabilidad hidrodinámica realizado de acuerdo al inciso **8.2.3**, indiquen que la línea es potencialmente inestable, se tiene la opción de dragar la tubería a una profundidad que garantice su estabilidad o se podrán utilizar sacos de arena/cemento, colchacretos o bolsacretos como elementos estabilizadores.

Los elementos estabilizadores serán bajados hasta el fondo, donde serán colocados en su posición de tal manera que se obtenga la configuración indicada en los planos de ingeniería.

El peso sumergido de los elementos estabilizadores deberá ser equivalente al peso de lastre de concreto que sería necesario agregar al ducto para que éste se encuentre en una condición estable.

**8.3.2.4. 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 relleno epóxico cuando el caso lo amerite.

Para reparaciones de abolladuras, grietas y fisuras que puedan ser consideradas reparables (ver tabla 5), debe usarse un material de relleno endurecible como resina epóxica para llenar el vacío entre la envolvente y el tubo, con el propósito de transferir adecuadamente las cargas por presión del ducto conductor a la camisa de refuerzo.

Un tubo con quemaduras o ranuras, ocasionadas normalmente al realizar trabajos de corte o al aplicar soldadura con arco eléctrico, puede ser reparado instalando envolventes soldables, siempre y cuando la quemadura o la ranura sea removida por esmerilado y el espesor remanente sea mayor al espesor mínimo requerido en el inciso **8.2.2**.

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 la tubería. Se deben dar consideraciones especiales para minimizar concentraciones de esfuerzos resultantes de la reparación (esfuerzos residuales).

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

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 32 DE 95</b></p>
--	---	---

Si el ducto no se deja de operar durante una reparación que involucre trabajos de soldadura, se debe reducir la presión de operación a un nivel seguro, realizándose en cada caso un análisis en el que participen las dependencias de Operación, Mantenimiento y Seguridad de la entidad responsable del ducto. Dicho análisis debe contener como mínimo los resultados de la inspección ultrasónica, pruebas no destructivas, cálculos para determinar la presión máxima y otras medidas de seguridad adicionales a los criterios que sugieren las prácticas recomendadas al respecto.

Las reparaciones con envolvente metálica soldada deben realizarse de acuerdo a lo indicado en los códigos **ASME B31.8, B31.4 y B31G**.

La tabla No. 5 indica los casos en los que se puede utilizar camisa de refuerzo.

**8.3.2.5. Camisa mecánica.** Las camisas mecánicas (dispositivos como grampas o abrazaderas de fábrica o hechizas atornilladas en la sección de la tubería) se deben utilizar para la reparación de anomalías en tuberías que estén trabajando ya sea a bajas o altas presiones y temperaturas. Su construcción permite realizar los trabajos de reparación mientras la línea continúa en operación.

Las camisas mecánicas son consideradas reparaciones provisionales, por lo que debe programarse la reparación definitiva en un término no mayor de 30 días. Si una camisa mecánica se suelda a la tubería, se considerara como reparación definitiva.

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

**8.3.2.6. 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 **8.2.2**, con una longitud no menor de un diámetro del tubo para diámetros mayores de 168 mm (6 pulg.) o 200 mm para diámetros menores. Cuando se programe la reparación de una sección de tubería mediante el corte y sustitución de la porción dañada, el carrete debe someterse a una prueba hidrostática como se requiere para una tubería nueva de acuerdo a lo indicado en los códigos **ASME B31.4 y B31.8, así como el API RP 1110** o equivalente.

Esta prueba puede ser realizada antes de su instalación, aceptándose que se realice en fábrica, o con equipo de prueba en campo, siempre y cuando se cuente con la documentación correspondiente y se efectúe el radiografiado u otras pruebas no destructivas (excepto la inspección visual) a todas las soldaduras a tope del empate después de su instalación.

Las soldaduras realizadas durante la sustitución de carretes deben ser examinadas al 100% por métodos no destructivos como se indica en el código **API RP-1104**, secciones 5 y 8 o equivalente.

**8.3.2.7. 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 envoltentes no metálicas (Resina epóxica reforzada con fibra de vidrio), para dar reforzamiento a la tubería debilitada por la corrosión o por daños mecánicos.

La utilización de envoltentes no metálicas para la reparación de tuberías con disminución de espesor por corrosión o con daños mecánicos, está sujeta a que se demuestre que el producto soportará como mínimo la misma presión

 <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>	<p><b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b></p>	<p><b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p> <p><b>PÁGINA 33 DE 95</b></p>
--	---	---

que soporta la tubería metálica así como, que el producto este diseñado para trabajar en los rangos de temperatura y condiciones marinas en los que opera la línea de conducción.

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

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

#### **8.4. Formatos.**

##### **8.4.1. Inspección.**

El encargado de la inspección debe entregar la información en los formatos indicados en la tabla 5, los cuales se detallan en el anexo A.

##### **8.4.2. Evaluación.**

El encargado de la evaluación deberá entregar la información de los ductos ascendentes o tuberías submarinas evaluadas en los formatos indicados en la tabla 6 (ver anexo B).

##### **8.4.3. Mantenimiento.**

El encargado del mantenimiento debe entregar la información de los ductos ascendentes o tuberías submarinas en los formatos indicados en la tabla 7 (ver anexo C).

#### **8.5. Disposiciones de Protección Ambiental y Seguridad Industrial.**

Durante las actividades de inspección y mantenimiento se deben de considerar las disposiciones de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA), sus Reglamentos que apliquen y el Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias.

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

El contratista debe atender las "Disposiciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental que deben cumplir los contratistas de Pemex" (ver Bibliografía); particularmente cuando se realicen actividades de inspección y mantenimiento, tanto en superficie como submarinas, se debe cumplir con lo que se establece en dichas disposiciones para la obtención de permisos de trabajos con riesgo.

Se deben cumplir los requisitos mínimos de seguridad para el personal que realiza actividades de buceo comercial conforme a lo que establecen las normas extranjeras o equivalentes, OSHA 1915.6 "Operaciones de buceo comercial" y CFR 29 Sección T.

## **9. RESPONSABILIDADES.**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LÍNEAS SUBMARINAS</b>	<b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b>  <b>Rev.: 0</b>  <b>PÁGINA 34 DE 95</b>
--	--	--

### **9.1 Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales.**

Aplicar los requisitos y recomendaciones de esta norma, en las actividades de inspección, evaluación y mantenimiento de ductos ascendentes y líneas submarinas, a fin de asegurar una operación confiable y eficiente de las mismas.

### **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 ascendentes y líneas submarinas operen de una manera confiable y segura.

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 en los formatos indicados en el inciso 8.4.

### **9.3 Contratistas y prestadores de servicio.**

Cumplir como mínimo con los requerimientos especificados en esta norma.

## **10. CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS.**

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



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS**

**No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001**

**Rev.: 0**

**PÁGINA 35 DE 95**

**Tabla 4. Discontinuidades en tuberías y reparaciones definitivas aceptadas (según ASME B31.8)**

TIPO	LIMITES (para defectos aislados)	ACCIONES	REPARACION DEFINITIVA O PERMANENTE ACEPTADA Norma 07.3.13 ASME B31.8	
Ranuras	Profundidad mayor de 12.5% del espesor nominal	Sustituir tramo o reparar*	1,2	1,2 o 3
Abolladuras	- Cuando afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial	Sustituir tramo o reparar*	1,2 o 3	1,2 o 3
	- Las que contengan una arrancadura o ranura		1,2,3 o 4	1,2 o 3
	- Las que excedan una profundidad de 6 mm en un tubo de 12" y menores o 6% del diámetro nominal de tubos mayores de 12"		1 o 2	
Quemaduras por arco	Todas	Sustituir tramo o reparar*	1,2,3 o 4 (de acuerdo al tamaño)	1,2,3 o 4
Grietas o fisuras	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura	Sustituir tramo o reparar*	1,2	1
Imperfecciones en soldaduras	- Penetración inadecuada y fusión incompleta	Sustituir tramo o reparar*	1,2,3 o 4 (de acuerdo al tamaño)	1,2,3 o 4
	- Área quemada	Idem	1,2,3 o 4	1 o 2
	- Inclusiones de escoria	Idem	1,2,3 o 4	1 o 2
	- Porosidad o burbujas de gas	Idem	1,2,3 o 4	1 o 2
	- Socavación	Idem	1,2,3 o 4	1 o 2
Corrosión generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 8.2.2	Reemplazar tubería u operar a presión reducida	1 o 2 (con limitaciones en su longitud)	1 o 2
Corrosión localizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a diseño y métodos de análisis	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1,2 o 4	1,2 o 4

REPARACIONES: 1. Sustitución de tramo  
2. Envoltorio circunferencial completa soldada  
3. Esmerilado o perforación del ducto  
4. Relleno con material de aporte

\* Una soldadura sólo podrá ser reparada 2 veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando un carrete.

La norma ASME B31.4 sólo indica reparaciones permitidas sin especificar si son definitivas o provisionales.

**Tabla 5. Formatos de inspección**



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS**

**No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001**

**Rev.: 0**

**PÁGINA 36 DE 95**

FORMATO	Ducto ascendente (incluye curva de expansión)	Línea submarina
F10. Zonas del ducto ascendente	✓	
F11. Isométrico	✓	
F12. Fotografía general de la trampa de diablos	✓	
F13. Medición de espesores	✓	✓
F14. Inspección de soldaduras	✓	
F15. Inspección de vibración	✓	
F16. Inspección de daños mecánicos	✓	✓
F17. Inspección de corrosión	✓	✓
F18. Medición de corrosión	✓	✓
F19. Detalle del daño o anomalía	✓	✓
F110. Fotografía	✓	✓
F111. Inspección de monobloc	✓	
F112. Abrazaderas	✓	
F113. Zona de mareas y oleaje	✓	
F114. Defensa del ducto ascendente	✓	
F115. Anodos de sacrificio	✓	✓
F116. Conector ducto ascendente-curva de expansión	✓	
F117. Coordenadas de la curva de expansión	✓	
F118. Inspección visual detallada	✓	

**Tabla 6. Formatos de evaluación**

FORMATO	Ducto ascendente (incluye curva de expansión)	Línea submarina
FE1. Lista de chequeo para evaluación	✓	
FE2. Evaluación del reporte de inspección	✓	
FE3. Antecedentes de inspección	✓	
FE4. Conceptos de obra y volumen de materiales para manto.	✓	
FE5. Revisión por presión interna	✓	✓
FE6. Revisión por corrosión	✓	✓
FE7. Estabilidad hidrodinámica	✓	✓
FE8. Estabilidad vertical de tuberías enterradas		✓
FE9. Cálculo de desplazamiento lateral y esfuerzos	✓	✓
FE10. Análisis por esfuerzos de curvatura	✓	✓
FE11. Análisis de vorticidad	✓	✓
FE12. Dibujo del cruce e interconexión		✓
FE13. Protección catódica	✓	✓
FE14. Corrosión externa localizada del tipo picaduras	✓	✓
FE15. Daños mecánicos	✓	✓
FE16. Desprendimiento de lastre de concreto	✓	✓



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 37 DE 95

Tabla 7. Formatos de mantenimiento

FORMATO	Ducto ascendente (incluye curva de expansión)	Línea submarina
FM1. Mantenimiento recomendado	✓	
FM2. Requerimientos de mantenimiento preventivo	✓	
FM3. Conceptos de obra y volumen de materiales para Mantenimiento preventivo	✓	
FM4. Aplicación de epóxico RE-32	✓	
FM5. Diseño, fabricación e instalación	✓	
FM6. Condición del ducto ascendente	✓	
FM7. Condición de la línea regular		✓

## 11. BIBLIOGRAFIA.

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

- |                                     |   |   |
|-------------------------------------|---|---|
| API-RP-1110                         | Prueba de presión de líneas de petróleo líquido.<br>Cuarta edición, marzo / 1997.   | (Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines).<br>Fourth edition, march / 1997.  |
| API-RP-1111                         | Práctica recomendada para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos de transporte de hidrocarburos costa afuera.<br>Segunda edición, noviembre / 1993. | (Recommended Practice for Design, Construction Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines).<br>Second edition, november / 1993. |
| API-STD-1104                        | Soldadura de líneas e instalaciones relacionadas.<br>1994.  | (Welding of pipelines and related facilities).<br>1994.   |
| ASME Sección IX, artículos II y III | Requisitos para calificación de soldaduras.   | (Welding and brazing qualifications).   |
| ASME B31.4.                         | Sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos, gas L:P:, amonia y alcoholes.<br>1992.  | ("Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols" 1992).                                   |
| ASME B31.8.                         | Sistemas de ductos de transporte y distribución de gas. 1995.   | ("Gas Transmission and Distribution Piping Systems", 1995).   |
| ASME B31.G.                         | Manual para determinar el esfuerzo remanente de ductos con corrosión.<br>1991.  | ("Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines", 1991).  |



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

PÁGINA 38 DE 95

Det Norske Veritas (DNV). Reglas para los sistemas de ductos submarinos. 1981 / 1996. (Rules for Submarine Pipeline Systems, 1981 y 1996).

American Gas Association. (AGA). Estabilidad en fondo de ductos submarinos. 1993. (Submarine Pipeline on-Botton Stability 1993.)

PEMEX  
CID-NOR-N-SI-0001 Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte.

PEMEX  
CID-NOR-02 Reparaciones definitivas, permanentes y provisionales en ductos.

PEMEX Disposiciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental que deben cumplir los contratistas de Pemex.  
Pemex Exploración y Producción, 1996.



**COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE  
LÍNEAS SUBMARINAS**

**No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001**

**Rev.: 0**

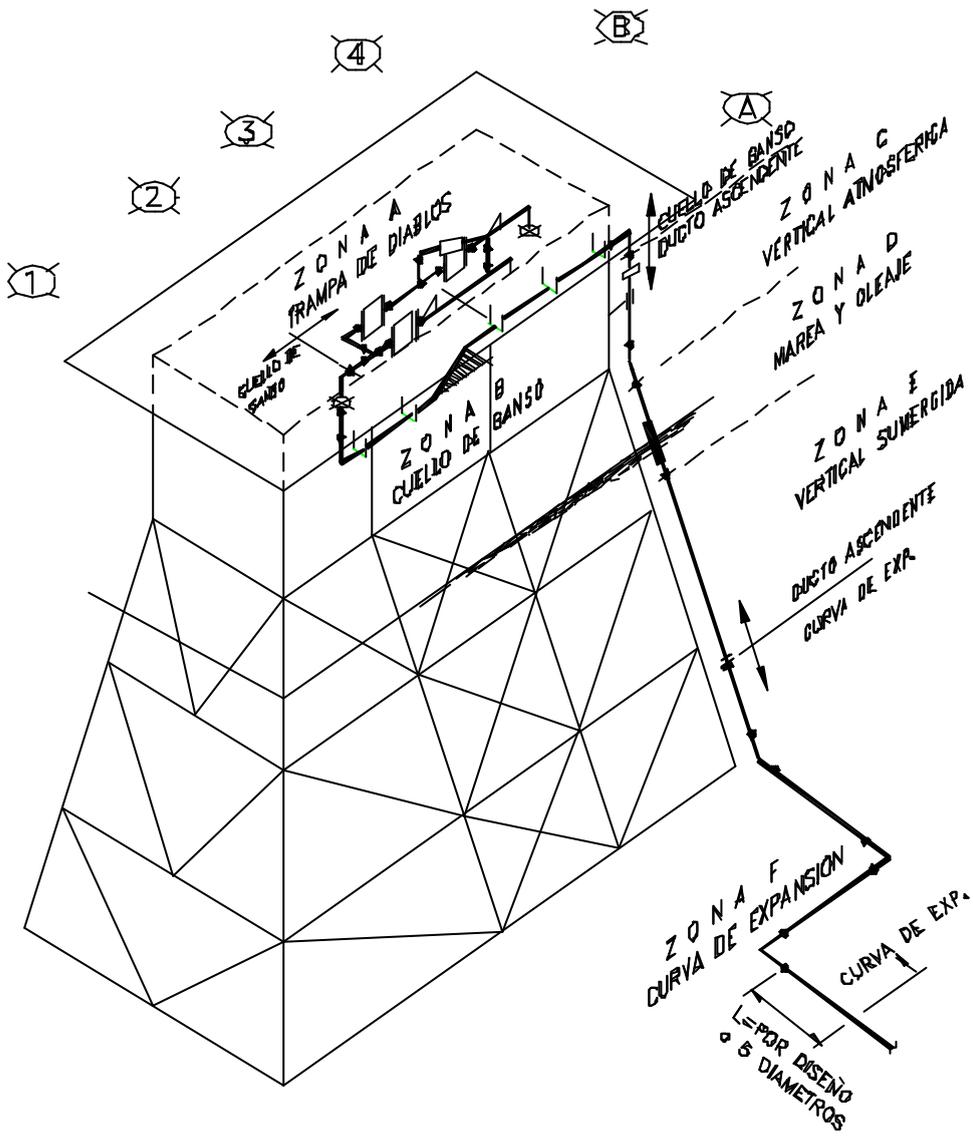
# **ANEXO A**

## **FORMATOS DE INSPECCIÓN**

**ZONAS DEL DUCTO ASCENDENTE**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001  
 FORMATO DE INSPECCIÓN (F10)  
**ZONAS DEL DUCTO ASCENDENTE**  
 PAGINA 40 DE 95



ZONAS DE INSPECCION DEL  
DUCTO ASCENDENTE

ZONA  
INSPECCIONADA  
**A, B, C, D**  
IDENTIFICACION  
DE CARRETES

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001  
FORMATO DE INSPECCIÓN (FI1)  
**ISOMETRICO**  
PAGINA 41 DE 95

**I S O M E T R I C O**

NOTAS: 1.-EN EL ISOMETRICO SE DEBERAN NUMERAR LOS CARRETES PARA SU IDENTIFICACION.  
2.-INDICAR CARRETE CON ESPESOR MINIMO DETECTADO Y HORARIO DONDE SE ENCONTRO

-----  
INSPECTOR

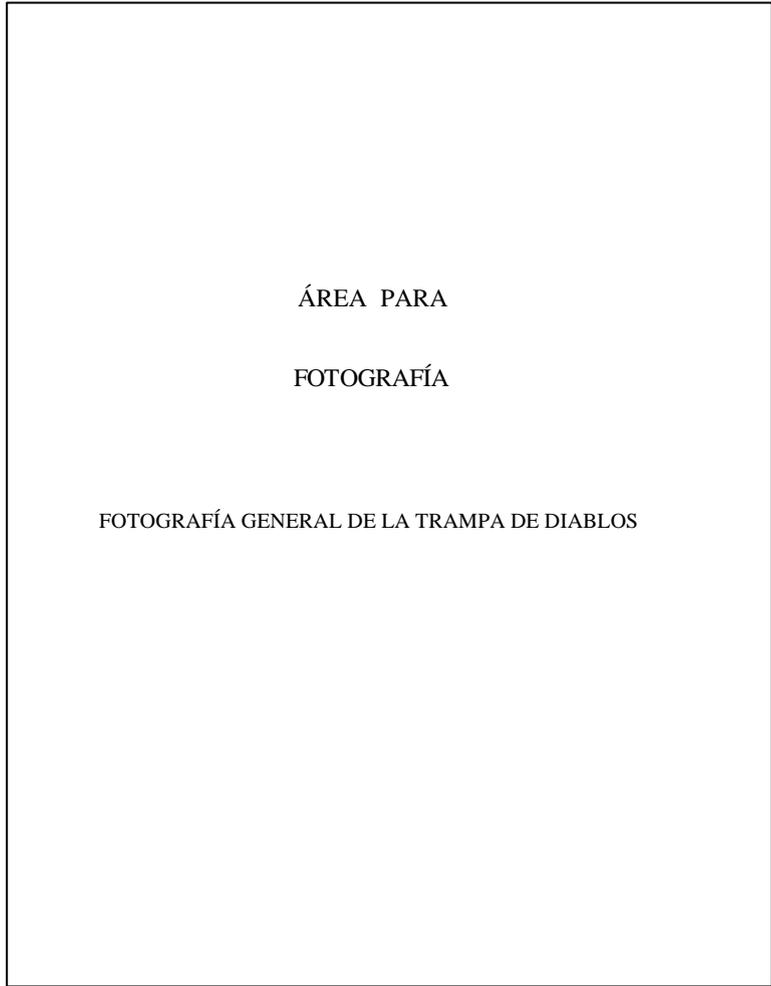
-----  
INGENIERO DE CAMPO

-----  
REPTTE. DE PEMEX

**ZONA A**  
**FOTOGRAFÍA(S)**  
**GENERAL(ES)**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIÁMETRO : \_\_\_\_\_  
PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
FECHA DE INSPECCIÓN : \_\_\_\_\_  
COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI2)**  
**FOTOGRAFÍAS GENERALES DE LA**  
**TRAMPA DE DIABLOS**  
**PAGINA 42 DE 95**



ÁREA PARA  
FOTOGRAFÍA

FOTOGRAFÍA GENERAL DE LA TRAMPA DE DIABLOS

**DESCRIPCION**



<b>ZONA</b>  <b>A,B,C,D</b>  INSPECCION DE SOLDADURAS	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
	PLATAFORMA : _____ PIERNA : _____	FORMATO DE INSPECCIÓN (FI4)
	FECHA DE INSPECCIÓN : _____	<b>INSPECCIÓN DE SOLDADURAS</b>
COMPAÑÍA : _____ BARCO : _____	_____	<b>PAGINA 44 DE 95</b>

REFERENCIA (CARRETE)	LOCALIZACIÓN HORARIA	ELEVACIÓN (TRAMOS VERTICALES)	TIPO DE DAÑO O ANOMALIA	OBSERVACIONES

CROQUIS DE UBICACIÓN

EQUIPO UTILIZADO

_____	_____	_____	_____
INSPECTOR	SUPTTE. DE INSPECCION	INGENIERO DE CAMPO	REPTTE. DE PEMEX

<b>ZONA</b>  <b>A,B,C</b>  <b>INSPECCION DE VIBRACION</b>	CLAVE : _____	DIAMETRO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>  <b>FORMATO DE INSPECCION (F15)</b>  <b>INSPECCION DE VIBRACION</b>  <b>PAGINA 45 DE 95</b>
	PLATAFORMA : _____	PIERNA : _____	
	FECHA DE INSPECCION : _____		
	COMPANIA : _____	BARCO : _____	

ISOMETRICO

DATOS DE SOPORTERIA

NO. DE SOPORTE	TIPO DE SOPORTE	EL DUCTO APOYA SOBRE SOPORTE		DUCTO SOBRE		ESTADO DEL SOPORTE	OBSERVACIONES
		SI	NO	METAL	NEOPREN		

NOTAS:  
1.'INDICAR Y NUMERAR EN EL ISOMETRICO LOS SOPORTES EXISTENTES  
2.'INDICAR EN EL ISOMETRICO DISTANCIA ENTRE SOPORTES

_____	_____	_____	_____
INSPECTOR	SUPTTE. DE INSPECCION	INGENIERO DE CAMPO	REPTTE. DE PEMEX



**ZONA**  
**A,B,C,D,E,F**  
**Línea regular**  
**INSPECCIÓN**  
**DE**  
**CORROSIÓN**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIÁMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCIÓN : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**

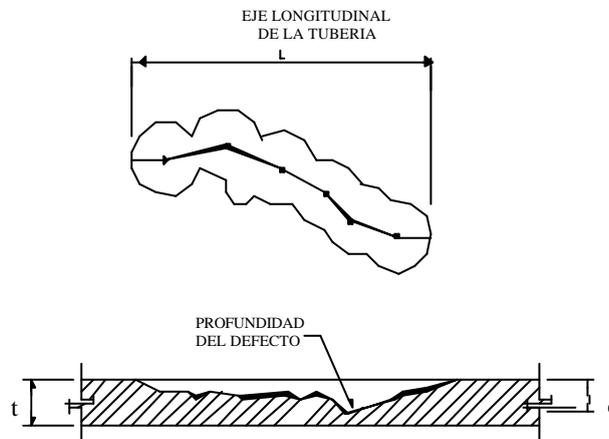
**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI7)**  
**INSPECCIÓN DE CORROSIÓN.**

PAGINA 47 DE 95

ZONA	REFERENCIA	HORARIO	ELEVACION Y/O POSICION DEL DAÑO	PARAMETROS		
				LONGITUD (L)	PROFUNDIDAD (C)	ESPESOR DE PARED(t)

OBSERVACIONES:

**CRITERIOS PARA DIMENSIONAMIENTO.**



\* REGISTRAR LA DISTANCIA DEL AREA CORROIDA A LAS SOLDADURAS CIRCUNFERENCIAL Y LONGITUDINAL CERCANAS.

\_\_\_\_\_  
 INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
 INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
 REPTTE DE PEMEX

HOJA: DE:

<b>ZONA A,B,C,D,E,F</b> <b>Línea regular</b> <b>MEDICION DE</b> <b>CORROSION /</b> <b>EROSION POR</b> <b>MAPEO</b>	CLAVE : _____ DIÁMETRO : _____ PLATAFORMA : _____ PIERNA : _____ FECHA DE INSPECCIÓN : _____ COMPAÑÍA : _____ BARCO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
	<b>FORMATO DE INSPECCIÓN (FI8)</b> <b>MEDICIÓN DE CORROSIÓN</b>	
	PAGINA 48 DE 95	

REFERENCIA	CUADRICULA PARA MAPEO D E ESPESORES						
		0	2 cm	4 cm	6 cm	8 cm	10 cm
0							
2 cm							
4 cm							
6 cm							
8 cm							
10 cm							

DETALLE (CROQUIS Y FOTOGRAFIA).

OBSERVACIONES :

NOTAS :

1. EL MAPEO DE ESPESORES SERA MEDIANTE UNA CUADRICULA.
2. LA SEPARACION Y EL TAMAÑO DE LA CUADRICULA PODRA VARIAR DEPENDIENDO DEL TAMAÑO DEL DAÑO Y DEL NUMERO DE LECTURAS.
3. REFERIR LA CUADRICULA CON RESPECTO A LAS SOLDADURAS CIRCUNFERENCIALES O LONGITUDINALES Y A UN HORARIO.
4. DENTRO DE LA CUADRICULA SE DEBERA REGISTRAR EL ESPESOR MINIMO, EL CUAL PODRIA NO COINCIDIR CON LA SEPARACION DE LA CUADRICULA DEFINIDA.

_____ INSPECTOR	_____ INGENIERO DE CAMPO	_____ REPTTE. DE PEMEX
--------------------	-----------------------------	---------------------------

ZONA A,B,C,D,E,F  
**Línea regular**  
**DETALLE DEL**  
**DAÑO O**  
**ANOMALIA**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIÁMETRO : \_\_\_\_\_  
PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
FECHA DE INSPECCIÓN : \_\_\_\_\_  
COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
FORMATO DE INSPECCIÓN (FI9)  
**DETALLE DEL DAÑO O ANOMALÍA**  
PAGINA 49 DE 95



**DESCRIPCIÓN**

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

**ZONA A,B,C,D,E,F**  
**Línea regular**  
**FOTOGRAFIA**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIÁMETRO : \_\_\_\_\_  
PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
FECHA DE INSPECCIÓN : \_\_\_\_\_  
COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI10)**  
**FOTOGRAFÍA**  
**PAGINA 50 DE 95**

ÁREA PARA  
FOTOGRAFÍA

LAS FOTOGRAFÍAS CORRESPONDERÁN A  
LAS DIFERENTES ÁREAS DEL DUCTO ASCENDENTE Y LÍNEA REGULAR  
Y AL DAÑO DE REFERENCIA.

**DESCRIPCION**

**ZONA C**  
**INSPECCION DE MONOBLOC**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

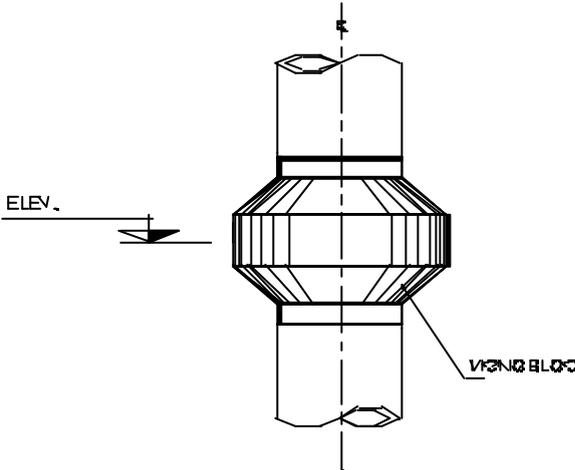
**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE INSPECCION (FI11)**  
**INSPECCION DE MONOBLOCK**  
**PAGINA 51 DE 95**

**MONOBLOC:**

ELEVACION	TIPO	ESTADO DEL DECURBIMIENTO	FUGAS	EXISTE CONTINUIDAD ELECTRICA

OBSERVACIONES

NOTA: LA EXISTENCIA O NO DE CONTINUIDAD ELECTRICA SERA RESULTADO DE LA APLICACIÓN DE LA PRUEBA DE CONTINUIDAD ELECTRICA.



\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

ZONA C,D,E,F  
 ABRAZADERAS  
 (1)

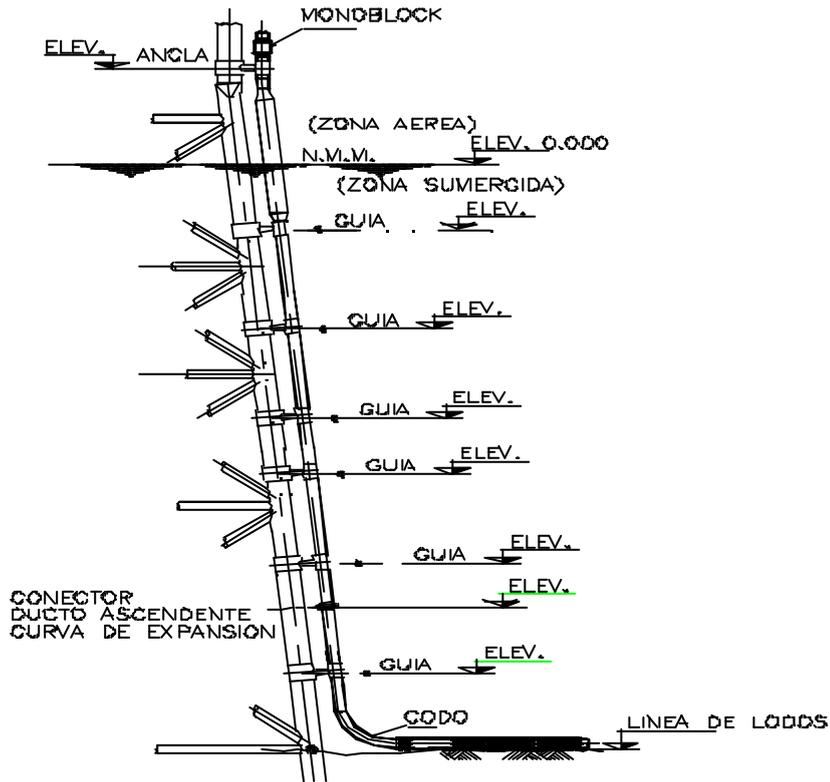
CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001  
 FORMATO DE INSPECCION (FI12)  
 ABRAZADERAS (1)  
 PAGINA 52 DE 95

ABRAZADERAS

ABRAZADERA LOCALIZACION	TIPO	ZONA	DISTANCIA PIERNA (m)	CRECIMIENTO MARINO DURO*		ESTADO Y/O ANOMALIAS
				ESPESOR (cm)	EXTENSION (%)	

\* EL CRECIMIENTO MARINO SE DIMENSIONARA SOBRE LAS CONCHAS DE LAS ABRAZADERAS



INSPECTOR

SUPTTE. DE INSPECCION

INGENIERO DE CAMPO

REPTTE. DE PEMEX

HOJA: DE:



ZONA C,D,E,F  
 ABRAZADERAS  
 (3)

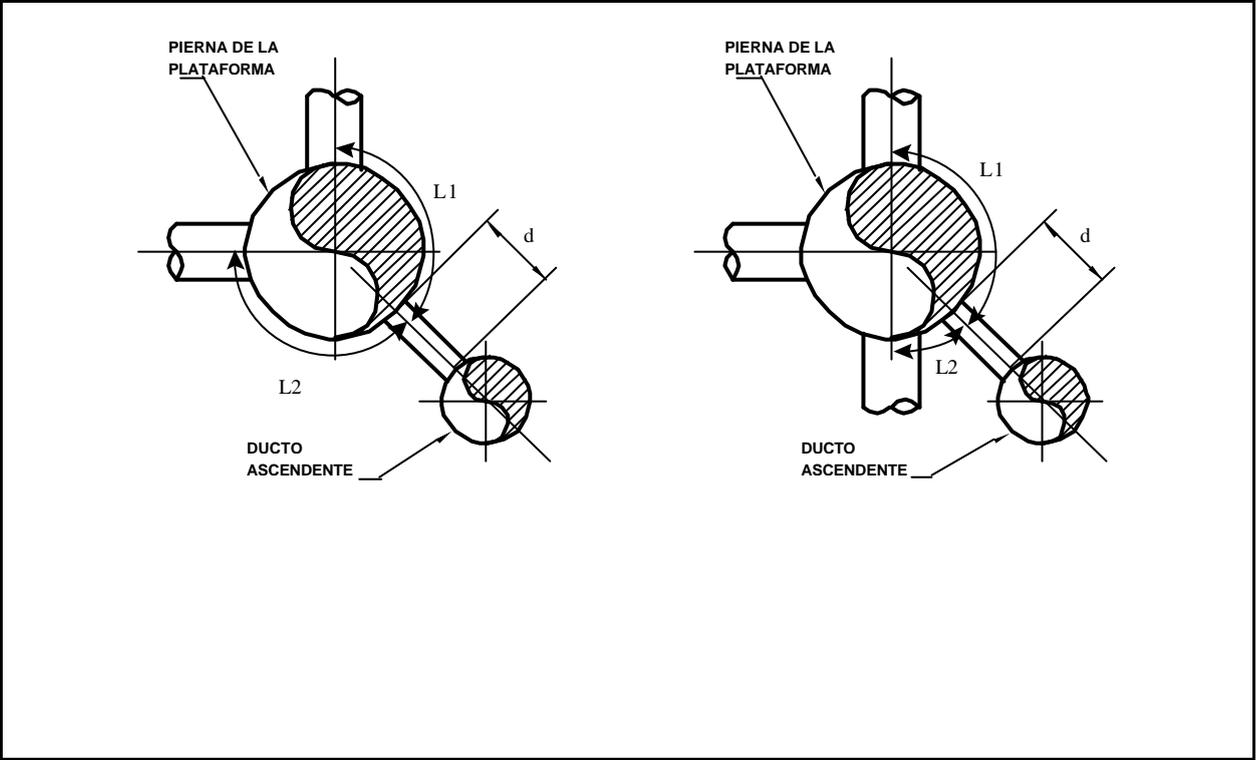
CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001  
 FORMATO DE INSPECCION (FI12)  
 ABRAZADERAS (3)  
 PAGINA 54 DE 95

ORIENTACION DE LA ABRAZADERA ANCLA

ABRAZADERAS	ELEVACION		DISTANCIA d		DISTANCIAS L1 Y L2			
	DISEÑO	ACTUAL	DISEÑO	ACTUAL	DISEÑO		ACTUAL	
					L1	L1	L2	L2

OBSERVACIONES



\_\_\_\_\_  
 INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
 SUPTE. DE INSPECCION

\_\_\_\_\_  
 INGENIERO DE CAMPO

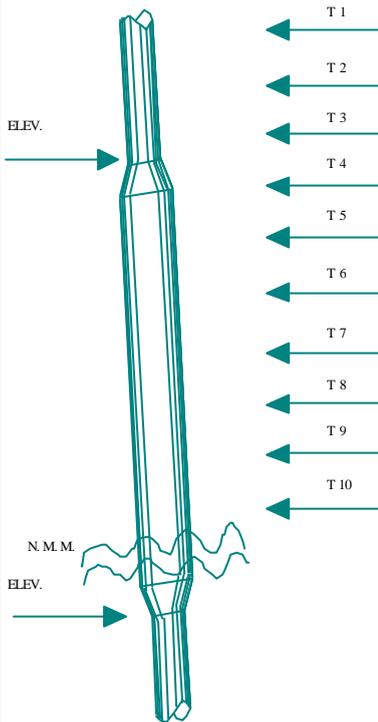
\_\_\_\_\_  
 REPTTE. DE PEMEX

**ZONA D**  
**ZONA DE MAREAS Y OLEAJE**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001  
 FORMATO DE INSPECCION (FI13)  
 ZONA DE MAREAS Y OLEAJE  
 PAGINA 55 DE 95

**CAMISA METALICA**



NIVEL SUPERIOR	NIVEL INFERIOR	TIPO	TIPO Y ESTADO DEL RECUBRIMIENTO

**MEDICION DE**

REF.	NIVEL	TEMPERATURA EN DUCTO	TEMPERATURA EN CAMISA

TEMPERATURA PROMEDIO DEL DUCTO	TEMPERATURA PROMEDIO EN LA CAMISA	DIFERENCIA DE TEMP.*

\*LA DIFERENCIA SERA LA TEMPERATURA PROMEDIO DEL DUCTO MENOS LA TEMPERATURA PROMEDIO EN LA CAMISA

**OBSERVACIONES:**

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
SUPTTE. DE INSP ECCION

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

**ZONA C**  
**DEFENSA DEL DUCTO ASCENDENTE**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE INSPECCION (FI14)**  
**DEFENSA DEL DUCTO ASCENDENTE**  
 PAGINA 56 DE 95

**DEFENSA DEL DUCTO**

ZONAS	SEPARACION DEFENSA - PIERNA	SEPARACION DUCTO - DEFENSA				CORROSION	DAÑOS MECANICOS	SE REQUIERE CAMBIO DE DEFENSA	OBSERVACIONES
		12:00	3:00	6:00	9:00				
SOPORTE SUPERIOR									
SOPORTE MEDIO									
SOPORTE INFERIOR									

ABRAZADERA	TIPO	NIVEL (MTS)	ESPARRAGOS					TRABAJA ESTRUCT	ABRAZADERA SOBRE	OBSERVACIONES
			CANT	DIAM.	LONG.	FLOJOS	FALTAN			
SOPORTE SUPERIOR										
SOPORTE MEDIO										
SOPORTE INFERIOR										

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
SUPTTE. DE INSPECCION

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

ZONA INSPECCIONADA

**E**

**Línea regular**

**ANODOS DE SACRIFICIO**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_

PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_

FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_

COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**

FORMATO DE INSPECCION (FI15)

**ANODOS DE SACRIFICIO**

PAGINA 57 DE 95

**ANODOS DE SACRIFICIO**

NIVEL O CADENAMIENTO	TIPO	DIMENSIONES	POTENCIAL CATODICO	SUJECION		OBSERVACIONES
				TIPO	ESTADO	

NOTA: TOMAR FOTOGRAFIA DE LOS ANODOS.

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

HOJA: \_\_\_\_ DE: \_\_\_\_

<b>ZONA E,F</b>  <b>CONECTOR DUCTO ASCENDENTE - CURVA DE EXPANSION</b>	CLAVE : _____	DIÁMETRO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
	PLATAFORMA : _____	PIERNA : _____	
	FECHA DE INSPECCIÓN : _____	BARCO : _____	
<b>COMPañÍA : _____</b>			<b>PAGINA 58 DE 95</b>

**CONECTOR D.A. - C.E.**

NIVEL	TIPO	DIST. MINIMA A LA PIERNA	FUGAS	POTENCIAL CATODICO	BRIDAS DISTANCIA ENTRE CARAS			
					12:00	3:00	6:00	9:00

ESPARRAGOS				TUERCAS DIAMETRO	DAÑOS O ANOMALIAS EN EL CONECTOR
CANTIDAD	DIAMETRO	LONG.	FLOJOS		

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
SUPTTE. DE INSPECCION

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

**ZONA F**  
**COORDENADAS DE LA CURVA DE EXPANSION**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

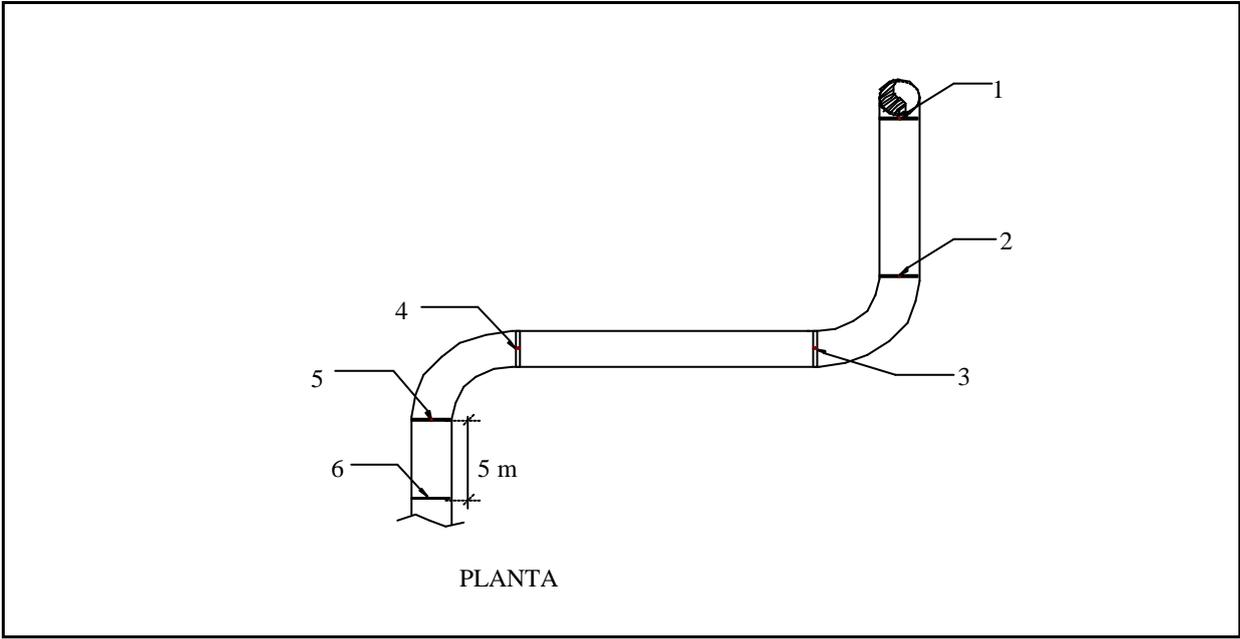
**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE INSPECCION (FI17)**  
**COORDENADAS DE LA CURVA DE EXPANSION**  
**PAGINA 59 DE 95**

**CURVA DE EXPANSION**

LECTURAS	COORDENADAS UTM		OBSERVACIONES
	X	Y	
1			
2			
3			
4			
5			
6			

**CROQUIS**

EQUIPO UTILIZADO : .....



EL PUNTO MAS ALEJADO A LOCALIZAR SOBRE LA CURVA DE EXPANSION ESTARA A 5 m DEL ULTIMO CODO HORIZONTAL.

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
SUPTTE. DE INSPECCION

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

ZONA INSPECCIONADA

**F**

**INSPECCION VISUAL DETALLADA**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_

PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_

FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_

COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**

**FORMATO DE INSPECCION (FI18)  
INSPECCION VISUAL DETALLADA  
DE LA CURVA DE EXPANSION**

PAGINA 60 DE 95

**CURVA DE EXPANSION**

NIVEL O CADENAMIENTO	RECUBRIMIENTO DE CONCRETO		ESTADO DE RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO	CORROSION	* DAÑOS MECANICOS	ESCOMBROS	SOCAVACION		AZOLVAMIENTO	
	ESTADO	DESPREN- DIMIENTO					LONG.	PROF.	PARCIAL (%)	TOTAL (PROFUNDIDAD)

NOTA: EL CADENAMIENTO SE MEDIRA A PARTIR DEL PUNTO DE INFLEXION DEL CODO VERTICAL  
\*VER FORMATO DE INSPECCION DE DAÑOS MECANICOS

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
SUPTTE. DE INSPECCION

\_\_\_\_\_  
INGENIERO DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DE PEMEX

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b>	<b>INSPECCION Y MANTENIMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS</b>	<b>No. de Documento NRF-014-PEMEX-2001</b>  <b>Rev.: 0</b>
--	--	--

# **ANEXO B**

## **FORMATOS DE EVALUACIÓN**

FORMATO DE EVALUACION (FE1)  
 LISTA DE CHEQUEO PARA EVALUACION DE  
 DUCTOS ASCENDENTES (1)

LINEA: \_\_\_\_\_ CLAVE: \_\_\_\_\_ FECHA INSP'N: \_\_\_\_\_  
 PIERNA: \_\_\_\_\_ DIAMETRO (PULG): \_\_\_\_\_ PLATAFORMA: \_\_\_\_\_  
 SERVICIO: \_\_\_\_\_

Hallazgo	Daño o Anomalía		Norma		Referencia	
	Aplica	No Aplica	Dentro	Fuera	Reporte	Código
1.- Espesor Menor						
2.- Corrosión						
3.- Rec. Anticorrosivo						
4.- Rayón						
5.- Tallón						
6.- Muesca						
7.- Abolladura						
8.- Daño Combinado						
9.-Daño Caliente						
10.- Grieta						
11.- Corte Francés						
12.- Holguras						
13.- Espárragos Flojos						
14.- Soportería						
15.- Vibración						
16.- Erosión						
17.- Fugas						
18.-Distancia entre Abrazaderas						

-----  
 EVALUO  
 FECHA EVALUACION:

-----  
 REVISO

-----  
 Vo. Bo. PEMEX

LINEA: \_\_\_\_\_ CLAVE: \_\_\_\_\_ FECHA INSP'N: \_\_\_\_\_  
 PIERNA: \_\_\_\_\_ DIAMETRO (PULG): \_\_\_\_\_ PLATAFORMA: \_\_\_\_\_  
 SERVICIO: \_\_\_\_\_

Hallazgo	Daño o Anomalía		Norma		Referencia	
	Aplica	No Aplica	Dentro	Fuera	Reporte	Código
19.- Soldadura						
20.- Brida Swivel (Conexión)						
21.- Protección Catódica						
22.- Azolve						
23.- Socavación						
24.- Lastre						
25.- Protección Mecánica						
26.- Escombros						
27.- Lev. Curva Exp. y/o Línea Regular						
28.- Unión Curva Exp. con Línea Regular						
29.- Monobloc						
30.- Limpieza por Manchas						

Observaciones:

---

---

---

---

---

---

---

---

\_\_\_\_\_  
 EVALUO  
 FECHA EVALUACION:

\_\_\_\_\_  
 REVISO

\_\_\_\_\_  
 Vo. Bo. PEMEX

<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
FORMATO DE EVALUACION (FE2)
<b>EVALUACION DEL REPORTE DE INSPECCION</b>
PAGINA 64 DE 95

DUCTO ASCENDENTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE CONSTRUCCION: \_\_\_\_\_  
 PIERNA: \_\_\_\_\_ TIRANTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE INSPECCION: \_\_\_\_\_  
 FECHA DE EVALUACION: \_\_\_\_\_

ZONAS: A,B C,D,E,F

PRESION DE OPERACIÓN: \_\_\_\_\_ **Kg/cm<sup>2</sup>** ESPESOR REQUERIDO POR PRESION DE OPERACION: \_\_\_\_\_ **PULG.**  
 PRESION MAXIMA DE TRABAJO: \_\_\_\_\_ **Kg/cm<sup>2</sup>** ESPESOR REQUERIDO POR PRESION MAX. DE TRAB.: \_\_\_\_\_ **PULG.**

DIAMETRO DEL DUCTO ( PULG. ): \_\_\_\_\_ ACERO API: \_\_\_\_\_  
 ESPESOR MINIMO DETECTADO (GENERAL): \_\_\_\_\_ TEMP. EN °C : \_\_\_\_\_

ESPEORES MINIMOS DETECTADOS					
ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E	ZONA F

SERVICIO: \_\_\_\_\_

ZONA	HALLAZGOS	RECOMENDACIONES
<b>A</b>		

<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
FORMATO DE EVALUACION (FE2)
<b>EVALUACION DEL REPORTE DE INSPECCION</b>
PAGINA 65 DE 95

DUCTO ASCENDENTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE CONSTRUCCION: \_\_\_\_\_

PIERNA: \_\_\_\_\_ TIRANTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE INSPECCION: \_\_\_\_\_

FECHA DE EVALUACION: \_\_\_\_\_

ZONA	HALLAZGOS	RECOMENDACIONES
------	-----------	-----------------

---

DUCTO ASCENDENTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE CONSTRUCCION: \_\_\_\_\_

PIERNA: \_\_\_\_\_ TIRANTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE INSPECCION: \_\_\_\_\_

FECHA DE EVALUACION: \_\_\_\_\_

<b>B</b>		
<b>C</b>		

DUCTO ASCENDENTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE CONSTRUCCION: \_\_\_\_\_

PIERNA: \_\_\_\_\_ TIRANTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE INSPECCION: \_\_\_\_\_

FECHA DE EVALUACION: \_\_\_\_\_

ZONA	HALLAZGOS	RECOMENDACIONES
D		
E		
F		

--	--

<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
FORMATO DE EVALUACION (FE2)
<b>EVALUACION DEL REPORTE DE INSPECCION</b>
PAGINA 68 DE 95

DUCTO ASCENDENTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE CONSTRUCCION: \_\_\_\_\_

PIERNA: \_\_\_\_\_ TIRANTE: \_\_\_\_\_ FECHA DE INSPECCION: \_\_\_\_\_

FECHA DE EVALUACION: \_\_\_\_\_

<b>OBSERVACIONES:</b>	
-----------------------	--

<b>CONCLUSION:</b>	
--------------------	--

\_\_\_\_\_  
Evaluó

\_\_\_\_\_  
Revisó

\_\_\_\_\_  
Representante de Pemex

CLAVE: \_\_\_\_\_ DIAMETRO: \_\_\_\_\_ PLG PLATAFORMA: \_\_\_\_\_  
 PIERNA: \_\_\_\_\_ PRESION MAX.: \_\_\_\_\_ KG/CM2 LINEA: \_\_\_\_\_  
 SERVICIO: \_\_\_\_\_ TEMP.: \_\_\_\_\_ °C FECHA INSPECCION: \_\_\_\_\_

No.	AÑO INSP.	CLAVE	PLATAFORMA	CORROSION	CORREGIDO	DAÑOS CALIENTES	CORREGIDO	ABOLLADURAS O TALLON	CORREGIDO	BAJOS ESPESORES	CORREGIDO	ESPARRAGOS FLOJOS	CORREGIDO	ESPARRAGOS FALTANTES	CORREGIDO	ABRAZADERAS CON HOLGURAS	CORREGIDO	FALTA DE NEOPRENO	CORREGIDO

No.	AÑO INSP.	CLAVE	RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS	CORREGIDO	AZOLVAMIENTO EN CURVA EXP.	CORREGIDO	SOCAVACION EN CURVA EXP.	CORREGIDO	ESCOMBRO	CORREGIDO	ANODOS	CORREGIDO	SALPICADURAS CRUDO, OXIDO	CORREGIDO	OTROS	CORREGIDO	SE DIO MANTENIMIENTO EN EL CONTRATO

NOTAS:

FECHA DE EVALUACION:

**CONCEPTOS DE OBRA  
Y VOLUMEN DE MATERIALES  
PARA MANTENIMIENTO**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001

FORMATO DE EVALUACION (FE4)  
**CONCEPTOS DE OBRA Y VOLUMEN DE  
 MATERIALES PARA MANTENIMIENTO**

PAGINA 70 DE 95

**CONCEPTOS DE OBRA PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO.**

ZONA	REFERENCIA.	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD

**CONCEPTOS DE OBRA  
Y VOLUMEN DE MATERIALES  
PARA MANTENIMIENTO**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001

FORMATO DE EVALUACION (FE4)  
**CONCEPTOS DE OBRA Y VOLUMEN DE  
 MATERIALES PARA MANTENIMIENTO**

PAGINA 71 DE 95

**CONCEPTOS DE OBRA PARA MANTENIMIENTO CORRECTIVO.**

ZONA	REFERENCIA.	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD

**VOLUMEN DE MATERIALES PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

ZONA	REFERENCIA	MATERIAL	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD

**CONCEPTOS DE OBRA  
Y VOLUMEN DE MATERIALES  
PARA MANTENIMIENTO**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

NRF-014-PEMEX-2001

FORMATO DE EVALUACION (FE4)  
**CONCEPTOS DE OBRA Y VOLUMEN DE  
 MATERIALES PARA MANTENIMIENTO**

PAGINA 72 DE 95

**VOLUMEN DE MATERIALES PARA MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

ZONA	REFERENCIA	MATERIAL	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD

\_\_\_\_\_  
EVALUO

\_\_\_\_\_  
REVISO

\_\_\_\_\_  
REPRESENTANTE DE PEMEX

LINEA \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

$$t_p = \frac{D P}{2 (SMYS) f}$$

Donde:

$t_p$  = Espesor mínimo de pared requerido por presión máxima de operación, en mm (pulg.).

D = Diámetro exterior del tubo, en mm (pulg.).

P = Presión neta de operación (interna – externa) a que está sujeto el tubo, en N/mm<sup>2</sup> (Psi)\*.

SMYS = Esfuerzo mínimo de fluencia del tubo, en N/mm<sup>2</sup> (Psi).

f = Factor de evaluación según la Clasificación por Seguridad y Servicio (CSS) de la línea submarina (tablas 3 ó 4 de la **NRF-013-PEMEX-2000**).

(\*) La presión externa para esta revisión considerará una columna de agua igual a la menor profundidad en que se encuentre la línea.

Las líneas que tengan hasta 5 años de construidas se evaluarán con los factores indicados en la tabla 3 de la **NRF-013-PEMEX-2000**; aquellas que tengan más de 5 años se evaluarán con los factores indicados en la tabla 4 de la **NRF-013-PEMEX-2000**.

Diámetro: \_\_\_\_\_  
 Presión de operación: \_\_\_\_\_  
 SMYS: \_\_\_\_\_  
 Factor de evaluación: \_\_\_\_\_

Espesor mínimo requerido	Espesor mínimo reportado

**LINEA** \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

La tolerancia por corrosión de acuerdo a la vida útil restante, ( $t_{cvt}$ ), se debe calcular con el siguiente procedimiento:

- 1) Obtener el espesor corroído por año ( $t_{ca}$ ).

$$t_{ca} = \frac{t_d - t_m}{NAS}$$

Donde:

$t_d$  = Espesor instalado al inicio de la vida de servicio, en mm. (pulg.).

$t_m$  = Espesor mínimo medido en campo, en mm (pulg.).

NAS = Número de años de servicio de la línea.

- 2) Obtener el espesor por corrosión de vida útil restante ( $t_{cvt}$ ).

$$t_{cvt} = t_{ca} \times (VUD - NAS)$$

Donde:

VUD = Vida útil de diseño.

En caso de no contar con información de espesores medidos en campo, el espesor por corrosión de vida útil restante calculado  $t_{cvtc}$  es:

Para línea regular:

$$t_{cvtc} = 0.00625 \text{ pulg/año} \times (VUD - NAS).$$

Para ducto ascendente:

$$t_{cvtc} = 0.01 \text{ pulg/año} \times (VUD - NAS).$$

Espesor inicial $t_d$	Espesor medido $t_m$	Número de años de servicio NAS	Vida útil de diseño VUD	Espesor requerido por corrosión $t_{cvt}$ o $t_{cvtc}$



LINEA \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

La revisión de estabilidad vertical en tuberías enterradas se debe realizar de la siguiente manera:

- 1) Resistencia del suelo más la resistencia adicional por el peso del suelo sobre la tubería.

$$R \cong (2C / D_t) + (\gamma_s D_t H_c / A_t)$$

Donde:

R = Fuerza de resistencia del suelo al hundimiento o flotación por unidad de volumen de la tubería, en lb/pie<sup>3</sup>.

C = Resistencia al esfuerzo cortante del suelo no drenado, en N/m<sup>2</sup> (Pcf).

D<sub>t</sub> = Diámetro exterior total de la tubería, incluyendo el lastre de concreto, en m (pies).

γ<sub>s</sub> = Peso sumergido del suelo, en N/m<sup>3</sup> (Pcf).

H<sub>c</sub> = Espesor de suelo arriba de la tubería, en m (pies).

A<sub>t</sub> = Area transversal de la tubería, incluyendo el lastre de concreto, en m<sup>2</sup> (pie<sup>2</sup>).

- 2) Fuerza de flotación.

$$F = (W_s - W_a) / A_t$$

Donde:

F = Fuerza de flotación, en N/m<sup>3</sup> (Pcf).

W<sub>s</sub> = Peso seco de la tubería por unidad de longitud, en N/m (Lb/pie). Incluye la suma de los pesos de la tubería, contenido, lastre de concreto y recubrimiento anticorrosivo.

W<sub>a</sub> = Peso del volumen de agua desalojado por el ducto, en N/m (Lb/pie).

A<sub>t</sub> = Area transversal de la tubería, en m<sup>2</sup> (pie<sup>2</sup>). Incluye el espesor del lastre de concreto.

- 3) Se debe cumplir la desigualdad siguiente:

$$F < R$$

La revisión anterior se debe realizar considerando la resistencia al corte del suelo remoldeado (reducida).

<b>Resistencia del suelo más peso del suelo sobre tubería</b> <b>R</b>	<b>Fuerza de flotación</b> <b>F</b>	<b>F ≤ R</b>

FECHA: \_\_\_\_\_  
 LINEA SUBMARINA: \_\_\_\_\_  
 TRAMO: \_\_\_\_\_

Servicio: \_\_\_\_\_  
 Diámetro: \_\_\_\_\_  
 Presión de operación: \_\_\_\_\_  
 Espesor de pared: \_\_\_\_\_  
 SMYS: \_\_\_\_\_  
 Módulo de elasticidad: \_\_\_\_\_  
 Módulo de Poisson: \_\_\_\_\_  
 Coeficiente de expansión térmica: \_\_\_\_\_  
 Temperatura de operación: \_\_\_\_\_  
 Temperatura de instalación: \_\_\_\_\_  
 Código aplicable: \_\_\_\_\_

DESPLAZAMIENTO LATERAL MAXIMO: \_\_\_\_\_  
 ESFUERZO FLEXIONANTE MAXIMO: \_\_\_\_\_

ESFUERZO	Esfuerzo Actuante	Factor de Diseño	Esfuerzo Permisible	Relación Actuante/permisible
I. CIRCUNFERENCIAL				
II. LONGITUDINAL				
III. COMBINADO TRESCA				
IV. COMBINADO VON MISES				
V. PANDEO LOCAL				

FECHA: \_\_\_\_\_  
 LINEA SUBMARINA: \_\_\_\_\_  
 TRAMO: \_\_\_\_\_

Servicio: \_\_\_\_\_  
 Diámetro: \_\_\_\_\_  
 Espesor de pared: \_\_\_\_\_  
 SMYS: \_\_\_\_\_  
 Módulo de elasticidad: \_\_\_\_\_  
 Código aplicable: \_\_\_\_\_  
 Radio de curvatura: \_\_\_\_\_

ESFUERZO POR CURVATURA:  $s_{CUR} = \frac{ED}{2r}$

Donde:  $s_{cur}$ : esfuerzo por curvatura

$E$ : módulo de elasticidad

$D$ : diámetro

$r$ : radio de curvatura

ESFUERZO	Esfuerzo Actuante	Esfuerzo Permisible 0.18 SMYS	Relación Actuante/ permisible
I. POR CURVATURA			

FECHA: \_\_\_\_\_  
 LINEA SUBMARINA: \_\_\_\_\_  
 TRAMO: \_\_\_\_\_  
 Diámetro externo del ducto ascendente: \_\_\_\_\_  
 Espesor de pared nominal: \_\_\_\_\_  
 Espesor del recubrimiento anticorrosivo: \_\_\_\_\_  
 Densidad del recubrimiento anticorrosivo: \_\_\_\_\_  
 Espesor del lastre de concreto: \_\_\_\_\_  
 Espesor del crecimiento marino: \_\_\_\_\_  
 Densidad del crecimiento marino: \_\_\_\_\_  
 Viscosidad cinemática del agua: \_\_\_\_\_  
 Densidad del agua: \_\_\_\_\_  
 Tirante de agua: \_\_\_\_\_  
 Densidad del contenido: \_\_\_\_\_  
 Módulo de elasticidad del acero: \_\_\_\_\_  
 Densidad del acero: \_\_\_\_\_  
 Aceleración de la gravedad: \_\_\_\_\_  
 Período pico de ola: \_\_\_\_\_  
 Altura de ola significativa: \_\_\_\_\_  
 Elevación de las abrazaderas: Abrazadera cercana al lecho marino: \_\_\_\_\_  
 Segunda abrazadera: \_\_\_\_\_  
 Tercera abrazadera: \_\_\_\_\_  
 Cuarta abrazadera: \_\_\_\_\_

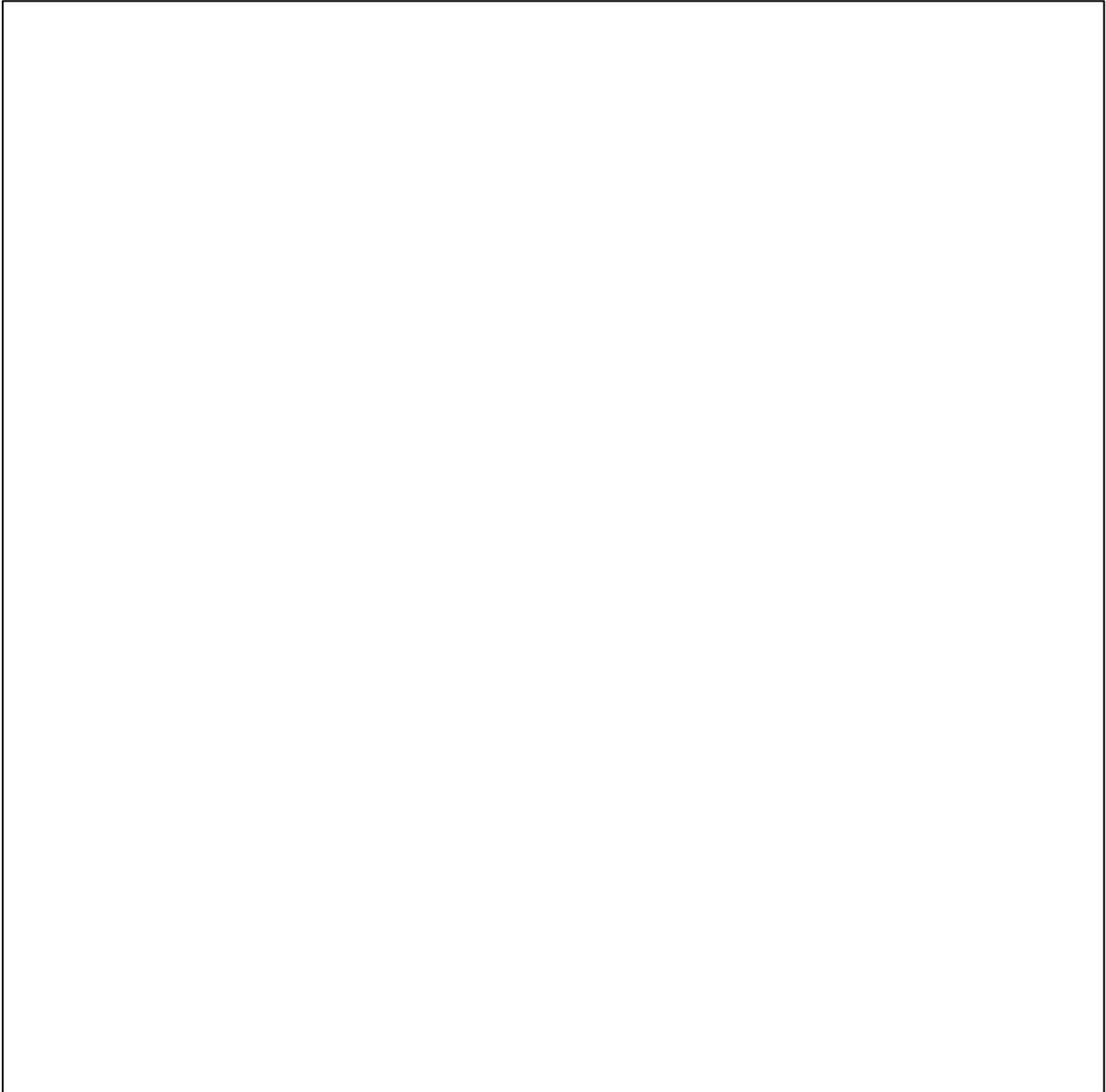
VORTICIDAD

Abrazadera	Velocidad	Frecuencia de Vorticidad	Cm	Me	0.8 Fn	Fn	1.2 Fn	Resultado
EL.								
EL.								
EL.								
EL.								

OSCILACIONES EN LINEA Y PERPENDICULARES

Abrazadera	Re	Velocidad	Fn	D	Vr*	Ks*	Oscilac. en línea	Oscilac. Perpendiculares
EL.								
EL.								
EL.								
EL.								

- Para que la línea no entre en resonancia, el valor de Vr no debe estar entre 1.0 y 3.5 y el valor de Ks no debe ser menor o igual a 1.8 para las oscilaciones en línea con el vector velocidad.
- Para que la línea no entre en resonancia, el valor de Vr no debe encontrarse entre los valores indicados en la figura A.5 del DNV'81 y el valor de Ks no debe ser menor o igual a 16 para las oscilaciones perpendiculares al vector velocidad.



**DESCRIPCION**

**LINEA** \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

Los criterios para revisar la proteccion catódica de ductos de acero enterrados y/o sumergidos son los siguientes de acuerdo al **ASME B31.8** o equivalente:

- A) Un potencial ducto-suelo de  $-0.850$  volts como mínimo medido entre la superficie del ducto y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje debe hacerse con la corriente de protección aplicada.
- B) Un cambio de potencial ducto-suelo mínimo de  $-0.300$  volts producido por la aplicación de corriente de protección. El cambio de potencial se mide respecto al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre. La determinación de este potencial debe efectuarse con la corriente de protección aplicada.
- C) Un cambio de polarización mínimo de  $-0.100$  volts medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado en contacto con el electrolito. Este cambio de potencial de polarización debe determinarse interrumpiendo la corriente de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al interrumpir la corriente, ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura del potencial después del cambio inmediato debe usarse como base de la lectura a partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

Potencial catódico en el ánodo de sacrificio	Potencial catódico en el ducto

LINEA \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

Se utilizará el siguiente método para calcular la longitud máxima permisible del área corroída y se aplica sólo cuando la profundidad máxima de la picadura por corrosión es mayor del 10% y menor del 80% del espesor de pared nominal del tubo de acuerdo a la figura 6.B del **B31.G**. Este método no es aplicable para corrosiones en la soldadura longitudinal y en la zona afectada por el calor.

$$L = 1.12B(Dt_n)^{1/2}$$

Esta fórmula se utiliza para valores de  $B \leq 4$ , donde B se obtiene de la siguiente expresión o de la figura 6.A del **B31.G**:

$$B = \sqrt{\left(\frac{c/t_n}{1.1c/t_n - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Donde:

$L$  = Máximo tamaño longitudinal permisible del área corroída. Como se muestra en la figura 6.A de la **No.07.3.13**, en pulg.

$D$  = Diámetro exterior nominal del tubo, en pulg.

$t_n$  = Espesor de pared nominal del tubo, en pulg.

$c$  = Máxima profundidad del área corroída, en pulg.

**En caso de que B sea mayor que 4, se utilizará un valor de B=4 en la ecuación. Además si la profundidad de corrosión se encuentra entre 10% y 17.5% del espesor de pared del tubo, se usa B=4 en la ecuación.**

Diámetro: \_\_\_\_\_

Espesor de pared nominal: \_\_\_\_\_

Maxima profundidad del área corroída: \_\_\_\_\_

B: \_\_\_\_\_

Longitud máxima permisible del área corroída	Longitud máxima reportada del área corroída

LINEA \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

SERVICIO: \_\_\_\_\_

**ABOLLADURAS**

¿Existen abolladuras?	¿Afecta la soldadura longitudinal o circunferencial?	¿Contiene rasgadura, rajadura o ranura?	¿Excede una profundidad de 6 mm (tubos de 4" y menores) o 6% del diámetro (tubos mayores de 4")?	Resultado

**MUESCAS**

¿Existen muescas?	¿La profundidad es mayor del 12.5% del diámetro (oleoductos) o del 10% del diámetro (gasoductos)?	Resultado

**RAYONES**

¿Existen rayones?	¿La profundidad es mayor del 12.5% del diámetro (oleoductos) o del 10% del diámetro (gasoductos)?	Resultado

**DAÑOS CALIENTES**

¿Existen daños calientes?	Todas las quemaduras por arco deben ser eliminadas o reparadas	Resultado

**LÍNEA** \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

**SERVICIO:** \_\_\_\_\_

TRAMO A REVISAR: COORDENADAS PUNTO 1: \_\_\_\_\_

COORDENADAS PUNTO 2: \_\_\_\_\_

Diámetro: \_\_\_\_\_  
 Espesor de pared: \_\_\_\_\_  
 Espesor de lastre de concreto original: \_\_\_\_\_  
 Profundidad de enterrado: \_\_\_\_\_  
 Peso del lastre de concreto desprendido: \_\_\_\_\_  
 Espesor de lastre de concreto equivalente: \_\_\_\_\_

**DATOS OCEANOGRÁFICOS DEL CRITERIO TRANSITORIO:**

Profundidad: \_\_\_\_\_ Oleaje: \_\_\_\_\_ Altura significativa Hs: \_\_\_\_\_  
 Dirección: \_\_\_\_\_  
 Período: \_\_\_\_\_  
 Corriente: \_\_\_\_\_ Velocidad: \_\_\_\_\_  
 Dirección: \_\_\_\_\_  
 Componente de vel. \_\_\_\_\_  
 Factor de Estabilidad: F.E. 1/100: \_\_\_\_\_  
 F.E. 1/1000: \_\_\_\_\_

Archivo AGA	Enterrado	F.E. 1/100	F.E. 1/1000	Conclusión

**RECOMENDACIÓN:**

\_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE  
PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

INSPECCION Y MANTENIMIENTO DE  
LINEAS SUBMARINAS

No. de Documento  
NRF-014-PEMEX-2001

Rev.: 0

## ANEXO C

# FORMATOS DE MANTENIMIENTO

**MANTENIMIENTO RECOMENDADO**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM1)**  
**MANTENIMIENTO RECOMENDADO**  
PAGINA 85 DE 95

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO :**

ZONA	MANTENIMIENTO
A	
B	
C	
D	
E	
F	

**MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

ZONA	MANTENIMIENTO
A	
B	
C	
D	
E	
F	

-----  
INGENIERO DE CAMPO

-----  
INGENIERO EVALUADOR

-----  
REPTTE. DE PEMEX

**REQUERIMIENTO  
MANTENIMIENTO  
PREVENTIVO**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM2)**  
**REQUERIMIENTO MANTENIMIENTO  
PREVENTIVO**  
 PAGINA 86 DE 95

ZONA A	LIMPIEZA Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS		LIMPIEZA DE MANCHAS Y CORRECCION DE CAIDAS DE FLUIDOS	CORRECCIONES A LA SOPORTERIA		OBSERVACIONES
	REFERENCIA	DIMENSION	TIPO DE RECUB.	TIPO DE FLUIDO	TIPO DE SOPORTE	

ZONA B	LIMPIEZA Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS		LIMPIEZA DE MANCHAS Y CORRECCION DE CAIDAS DE FLUIDOS	CORRECCIONES A LA SOPORTERIA		OBSERVACIONES
	REFERENCIA	DIMENSION	TIPO DE RECUB.	TIPO DE FLUIDO	TIPO DE SOPORTE	

ZONA C	LIMPIEZA Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS		LIMPIEZA DE MANCHAS Y CORRECCION DE CAIDAS DE FLUIDOS	CORRECCIONES A LAS ABRAZADERAS		OBSERVACIONES
	REFERENCIA	DIMENSION	TIPO DE RECUB.	TIPO DE FLUIDO	COLOCACION DE PERNOS	

NOTA: EN CASO DE EXISTIR HOLGURAS EN LAS ABRAZADERAS, REPORTARLO EN EL RECUADRO DE OBSERVACIONES DE LA ZONA CORRESPONDIENTE.

\_\_\_\_\_ INGENIERO DE CAMPO                      \_\_\_\_\_ INGENIERO EVALUADOR                      \_\_\_\_\_ REPTTE. DE PEMEX



**CONCEPTOS DE OBRA Y VOLUMEN DE MATERIALES PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
**FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM3)**  
**CONCEPTOS DE OBRA Y VOLUMEN DE MATERIALES PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO**  
 PAGINA 88 DE 95

**CONCEPTOS DE OBRA PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

ZONA	REFERENCIA.	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD

**VOLUMEN DE MATERIALES PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

ZONA	REFERENCIA	MATERIAL	ESPECIFICACION	UNIDAD	CANTIDAD

\_\_\_\_\_  
 INGENIERO EVALUADOR

\_\_\_\_\_  
 REPTTE. DE PEMEX

**APLICACIÓN  
DE EPOXICO  
RE - 32**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑIA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**

**FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM4)**

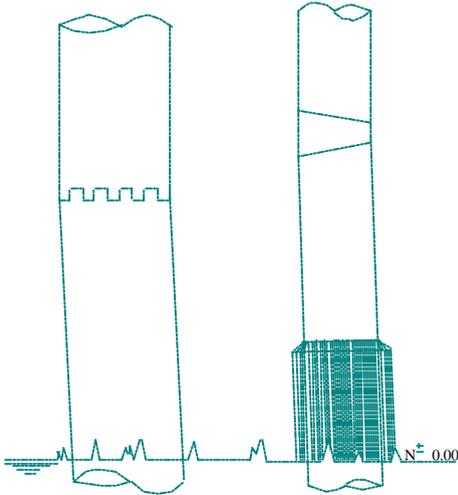
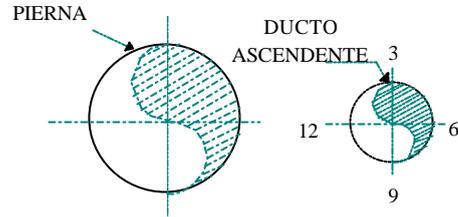
**APLICACIÓN DE EPOXICO RE - 32**

**PAGINA 89 DE 95**

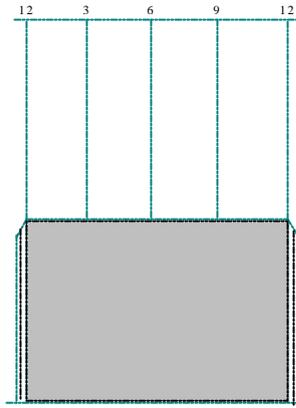
LINEA \_\_\_\_\_

TEMP. ° C \_\_\_\_\_

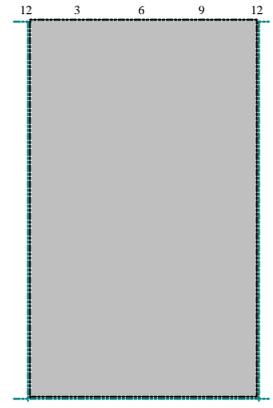
PIERNA \_\_\_\_\_



**HORARIO CONVENCIONAL**



AREAS Y EDO. RECUBRIMIENTO DETERIORADO



AREAS DE EPOXICO APLICADO

**1.- RECUBRIMIENTO EXISTENTE**

TIPO \_\_\_\_\_

NIVEL \_\_\_\_\_

ESTADO \_\_\_\_\_

**3.- PREPARACION DEL MATERIAL**

MARCA \_\_\_\_\_

ESTADO \_\_\_\_\_

CANTIDAD PREPARADA (COMP. A Y B 50 + 50% ) \_\_\_\_\_ LTS

INDICAR SI ES UNIFORME LA MEZCLA \_\_\_\_\_

**2.- LIMPIEZA EFECTUADA**

TIPO \_\_\_\_\_

**4.- APLICACIÓN**

AREA \_\_\_\_\_ M<sup>2</sup>

ESPESOR PROMEDIO \_\_\_\_\_ MM.(PULG)

CANTIDAD APLICADA \_\_\_\_\_ DEL LTS.

SUP. DUCTO \_\_\_\_\_

AREA \_\_\_\_\_ x \_\_\_\_\_ = \_\_\_\_\_ m<sup>2</sup>

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

INSPECTOR \_\_\_\_\_

SUPTE. DE INSPEC. \_\_\_\_\_

INGENIERO DE CAMPO \_\_\_\_\_

REPTTE. DE PEMEX \_\_\_\_\_

<b>DFI</b>  <b>(1)</b>	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
	PLATAFORMA : _____	<b>FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM5)</b>
	PIERNA : _____	<b>DISEÑO, FABRICACION E INSTALACION</b>
	BARCO DE INSTALACION : _____	<b>(1)</b>
		<b>PAGINA 90 DE 95</b>

PREPARADO POR : _____	FECHA : _____
-----------------------	---------------

## DISEÑO, FABRICACION E INSTALACION

DISEÑADO POR : _____	FABRICADO POR : _____	INSTALADO POR : _____
FECHA : _____	FECHA : _____	FECHA : _____

DATOS BASICOS DE LA TUBERIA	CONDICIONES DE DISEÑO	CARACTERISTICAS DEL LECHO MARINO.
ESPEJOR DE DISEÑO : _____	PRESION : _____	PESO VOLUMETRICO SUMERGIDO : _____
ESPEJOR NOMINAL : _____	TEMPERATURA : _____	COEFICIENTE DE FRICCION SUELO-TUBO : _____
ESPECIFICACION	FLUIDO : _____	RESISTENCIA AL CORTE DEL SUELO : _____
ZONA A : _____	CONDICIONES DE OPERACION	
ZONA B : _____	PRESION : _____	
ZONAS C, D, E Y F : _____	TEMPERATURA : _____	
_____	FLUIDO : _____	

CONDICIONES AMBIENTALES		
	OPERACION	SUPERVIVENCIA
ALTURA DE OLA	_____	_____
PERIODO DE OLA	_____	_____
LONGITUD DE OLA	_____	_____
RECURRENCIA DE OLA	_____	_____
VELOCIDAD DE CORRIENTE EN EL FONDO MARINO.	_____	_____
VELOCIDAD DEL VIENTO	_____	_____

DESPLAZAMIENTOS MAXIMOS DE LA PLATAFORMA _____	ELEVACION : _____
--	-------------------

<b>DFI</b>  <b>(2)</b>	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
	PLATAFORMA : _____	FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM5)
	PIERNA : _____	<b>DISEÑO, FABRICACION E INSTALACION</b> <b>(2)</b>
	BARCO DE INSTALACION : _____	PAGINA 91 DE 95

<b>CODIGOS, ESPECIFICACIONES Y REFERENCIAS</b>
--

DESCRIPCION	OBSERVACIONES

<b>RCDA</b>  <b>(1)</b>	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
	PLATAFORMA : _____	<b>FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM6)</b>
	PIERNA : _____	<b>CONDICION DEL DUCTO ASCENDENTE (1)</b>
		<b>PAGINA 92 DE 95</b>

**REGISTRO DE CONDICION DEL DUCTO ASCENDENTE**

COMPAÑÍA : _____	PROGRAMA : _____
BARCO : _____	FECHA : _____

**Z O N A "A"**

TRAMPA DE ENVIOS : \_\_\_\_\_  
 CONDICION GENERAL : \_\_\_\_\_

**A R E A S D A Ñ A D A S**

DAÑO	LOCALIZACION	EVALUACION	MANTENIMIENTO	OBSERVACIONES

**Z O N A "B"**

CUELLO DE GANSO : \_\_\_\_\_  
 CONDICION GENERAL : \_\_\_\_\_

**A R E A S D A Ñ A D A S**

DAÑO	LOCALIZACION	EVALUACION	MANTENIMIENTO	OBSERVACIONES

**Z O N A "C"**

DUCTO ASCENDENTE EN ZONA ATMOSFERICA : \_\_\_\_\_  
 CONDICION GENERAL : \_\_\_\_\_

**A R E A S D A Ñ A D A S**

DAÑO	LOCALIZACION	EVALUACION	MANTENIMIENTO	OBSERVACIONES

<b>RCDA</b>  <b>(2)</b>	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____	<b>NRF-014-PEMEX-2001</b>
	PLATAFORMA : _____	<b>FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM6)</b>
	PIERNA : _____	<b>CONDICION DEL DUCTO ASCENDENTE (2)</b>
		<b>PAGINA 93 DE 95</b>

**REGISTRO DE CONDICION DEL DUCTO ASCENDENTE**

COMPAÑÍA : _____	PROGRAMA : _____
BARCO : _____	FECHA : _____

**Z O N A "D"**

CARRETE EN ZONA DE MAREAS Y OLEAJE : \_\_\_\_\_  
 CONDICION GENERAL : \_\_\_\_\_

A R E A S D A Ñ A D A S					
DAÑO	LOCALIZACION	REPORTE	EVALUACION	MANTENIMIENTO	OBSERVACIONES

**Z O N A "E"**

DUCTO ASCENDENTE EN ZONA SUMERGIDA : \_\_\_\_\_  
 CONDICION GENERAL : \_\_\_\_\_

A R E A S D A Ñ A D A S					
DAÑO	LOCALIZACION	REPORTE	EVALUACION	MANTENIMIENTO	OBSERVACIONES

**Z O N A "F"**

CURVA DE EXPANSION : \_\_\_\_\_  
 CONDICION GENERAL : \_\_\_\_\_

A R E A S D A Ñ A D A S					
DAÑO	LOCALIZACION	REPORTE	EVALUACION	MANTENIMIENTO	OBSERVACIONES

**RESUMEN DE INSPECCION  
CON SONAR DE  
BARRIDO LATERAL**

CLAVE : \_\_\_\_\_ DIAMETRO : \_\_\_\_\_  
 PLATAFORMA : \_\_\_\_\_ PIERNA : \_\_\_\_\_  
 FECHA DE INSPECCION : \_\_\_\_\_  
 COMPAÑÍA : \_\_\_\_\_ BARCO : \_\_\_\_\_

**NRF-014-PEMEX-2001**  
 FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM7)  
**CONDICION DE TUBERIA SUBMARINA**  
 PAGINA 94 DE 95

**TUBERIA SUBMARINA**

EQUIPO UTILIZADO: \_\_\_\_\_

COORDENADAS		TIRANTE DE AGUA	ESCOMBROS <sup>(1)</sup>	TUBERIA <sup>(2)</sup> DEFORMADA O FUERA DE RUTA	TUBERIA <sup>(3)</sup> SOBRE AFLORAMIENTOS	FUGAS	CRUCES <sup>(4)</sup> E INTERCONEXIONE S	DESLIZ. DE LODOS	OBSERVACIONES
X	Y								

<sup>(1)</sup> Indicar si están sobre o cercanos a la tubería.  
<sup>(2)</sup> Indicar el posible motivo, por ejemplo garreo de anclas, etc.  
<sup>(3)</sup> Indicar si los afloramientos son coralíferos, rocosos, etc., e indicar la longitud del cruce.  
<sup>(4)</sup> Identificar la línea con la que se cruza.  
 - Indicar si la línea está sobre el lecho marino, total o parcialmente enterrada.  
 - Cualquier otro evento no indicado en este formato se indicará en el recuadro de observaciones.

\_\_\_\_\_  
 TECNICO INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
 TECNICO ANALISTA

\_\_\_\_\_  
 REPRESENTANTE DE PEMEX