

**PROYECTO de Modificación de la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.**

---

La Secretaría de Energía, por conducto de la Subsecretaría de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 26 y 33 fracciones I, XIX y XXV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, 3, 4, 9, 10, 11 y 15 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 38 fracción II, 40 fracciones XIII y XVIII, 44, 47 fracción I, 51, 68, 70, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 21, 30 y 34 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 33, 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 2, apartado B, 6, fracciones XVII, XXIV y XXVI del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y demás relativos y aplicables, y

**CONSIDERANDO**

**PRIMERO.-** Que derivado del desarrollo de la industria petrolera nacional, se requiere contar con normativa técnica en la que se establezcan requisitos que se deben cumplir para la administración de la integridad de ductos para la recolección y transporte de hidrocarburos.

**SEGUNDO.** Que la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, fue publicada el 7 de abril de 2010 en el Diario Oficial de la Federación, regula el proceso que se debe seguir para la evaluación y mitigación del riesgo, con el fin de reducir la probabilidad de ocurrencia y consecuencias de incidentes en los ductos mediante la administración de la integridad de ductos para la recolección y transporte de hidrocarburos.

**TERCERO.-** Que resulta necesario definir medidas adecuadas para establecer los requerimientos técnicos que se deben cumplir durante las etapas de: identificación de peligros; de recopilación, revisión e integración de datos; de evaluación de riesgo; de evaluación de integridad, y de respuesta a la evaluación de la integridad.

**CUARTO.-** Que a partir de la entrada en vigencia de esta norma, su aplicación se ha constituido en un elemento clave para dar certidumbre técnica a los operadores de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos mediante la implementación de la Administración de Integridad de Ductos.

**QUINTO.-** Que esta norma regula el proceso que permitirá obtener información del estado en que se encuentran los ductos, tomando en cuenta su integridad, seguridad y operación, a través del análisis de indicadores que faciliten el cumplimiento de un ciclo de mejora continua.

**SEXTO.-** Que la aplicación de esta norma permitirá asegurar que los programas de administración de integridad permitan implementar, de manera eficiente, acciones de operación y mantenimiento que resulten en mayor seguridad, con objeto de propiciar la reducción de pérdidas y disminución de incidentes en ductos por deméritos en su integridad mecánica.

**SÉPTIMO.-** Que regular el proceso para la evaluación y mitigación del riesgo permitirá reducir la probabilidad de ocurrencia de fallas en los ductos y, en caso de que éstas ocurran, minimizar las consecuencias, obteniendo con esto una mayor seguridad para los operadores, el ambiente y la población en general.

**OCTAVO.-** Que la Secretaría de Energía solicitó a los miembros del Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, la Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, para actualizar los requisitos técnicos que permitan agilizar su aplicación y verificación, a efecto de asegurar su cumplimiento.

**NOVENO.-** Que el presente Proyecto de Modificación fue aprobado por el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos el 20 de marzo de 2014, de conformidad con los artículos 47 fracción I y 51 primer párrafo de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, a efecto de que los interesados dentro de los 60 días naturales, contados a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, presenten sus comentarios ante el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, ubicado en avenida Insurgentes Sur número 890, piso 15, colonia Del Valle, código postal 03100, México, D.F., teléfono 50.00.60.00, Ext. 1047, o bien al correo electrónico [jcsalinas@energia.gob.mx](mailto:jcsalinas@energia.gob.mx), para que en los términos de la Ley de la materia se consideren en el seno del Comité que la propuso.

Por lo expuesto y fundado se expide el siguiente:

**PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-027-SESH-2010,  
ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS DE RECOLECCIÓN Y  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

**ÚNICO.-** SE MODIFICAN el índice; las figuras 1, 2 y 3; el objetivo; el alcance; el campo de aplicación; las referencias; las definiciones: Administración de la integridad, Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC), Peligro y Segmento (tramo); el término peligro potencial; la numeración de las tablas; los títulos de las Tablas 2, 3, 5 y 6; numeral 5, primer, segundo y tercer párrafo, incisos 1, 2, 4, 5, 7, 8 y 9; numeral 6, tercer párrafo; numeral 6.1, tercer, cuarto, sexto y séptimo párrafo; numeral 6.2, segundo párrafo, incisos 2, 3, 5, 7 y 8; numeral 7, tercer y cuarto párrafo, incisos a, b, c, d, e y f; numeral 7.1, segundo, tercero, cuarto, quinto y sexto párrafo; numeral 7.2, primer y segundo párrafo; numeral 7.3, primer párrafo, incisos f y g; numeral 7.4, primero, segundo, tercer y cuarto párrafo y la fórmula de cálculo de Riesgo; numeral 7.5, primero, segundo, tercer, quinto y sexto párrafo; numeral 7.6, primer y, segundo párrafo; numeral 8, segundo párrafo, segundo punto y tercer párrafo, incisos c, d y e; numeral 8.1.1, segundo y cuarto párrafo; numeral 8.1.2, primero, segundo, tercer y cuarto párrafo; numeral 8.1.3, primer, cuarto y quinto párrafo; se modifican y cambia numeración de 8.2, 8.3 y 8.4, quedan únicamente 8.2 y 8.3; numeral 8.3, segundo párrafo; numeral 9, primer, segundo, tercer y cuarto párrafo, incisos 1 y 2; numeral 9.3, segundo párrafo, la Tabla 4, las observaciones, incisos 8 y 9; numeral 9.4; la Tabla 5; la Tabla 6; numerales 10, 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8, 10.8.1; numeral 11.1, primer párrafo, inciso a y subincisos 1, 2 y 3 del inciso b; numeral 11.2, primer párrafo, incisos a y subincisos 1, 2 y 3 del inciso b; numeral 13, segundo párrafo; numeral 14; título del Anexo A y la tabla del anexo A; título del Anexo B, inciso 1, tercer párrafo, inciso 1, cuarto párrafo, quinto párrafo, incisos a y d; título del Anexo C y el único transitorio; asimismo, SE ADICIONAN el tercer y cuarto párrafo al numeral 3; los conceptos Barrenar (Hot tap), Estimación de riesgo, Evaluación de riesgo, Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) y Presión de Operación Máxima (POM) al numeral 4; el séptimo, octavo, noveno y décimo párrafo al numeral 7.5; los numerales 7.7 y 7.8; el quinto párrafo al numeral 8.1.1; quinto párrafo al numeral 8.1.2; cuarto párrafo al numeral 9; el segundo párrafo al numeral 9.4; los numerales 10.6.1, 10.6.2, 10.6.3, 10.6.4, 10.6.5, 10.7.1, 10.7.2, 10.7.3, 10.7.4, 10.7.5; segundo párrafo del numeral 11.2 y numeral 11.3; además, SE ELIMINAN los conceptos de Amenaza o Peligro potencial, Integridad y Tramo del numeral 4; el inciso 6; los últimos tres párrafos, los incisos a, b y c, y la Tabla 1 del numeral 5; los párrafos 3, 4, 5 y 6 al numeral 6.2; texto al numeral 8.2; el numeral 8.4; incisos a, b, c y d del segundo párrafo del numeral 9; los numerales 9.5, 9.6, 10.8.2, 10.8.3, 10.8.4 y 10.8.5.

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-027-SESH-2010, ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE  
DUCTOS DE RECOLECCIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

**ÍNDICE**

**CAPÍTULO**

**0. a 4. ...**

**5. Identificación de peligros**

**6. a 7. ...**

**7.1 Métodos de análisis del riesgo**

**7.2 Estimación de la probabilidad de falla**

**7.3 Estimación de las consecuencias de falla**

**7.4 Estimación del riesgo**

**7.5 Evaluación del riesgo**

**7.6 Acciones de mitigación**

**7.7 Intervalo de evaluación del riesgo**

**7.8 Plan de administración de integridad**

**8. a 8.1.1...**

**8.1.2 Prueba de presión**

**8.1.3 a 8.1.4...**

**8.2 Análisis de integridad**

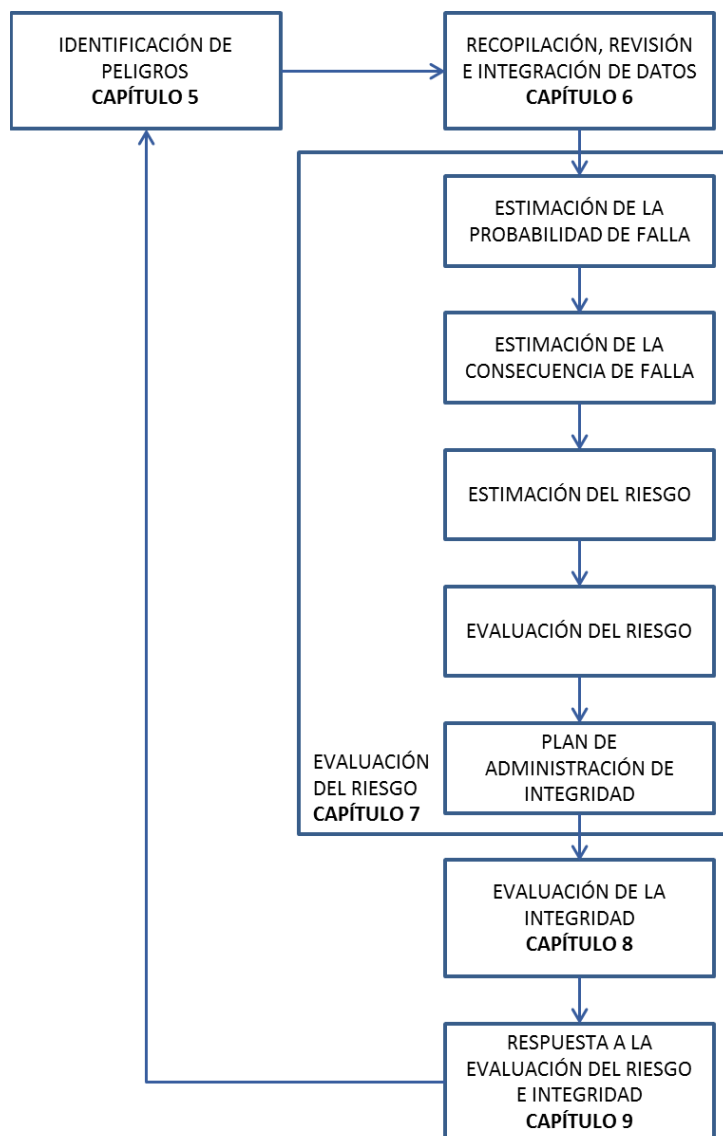
**8.3 Documentación entregable**

**9. Respuesta a la evaluación del riesgo e integridad****9.1 a 9.3...****9.4 Intervalo de evaluación de la integridad****10. Procedimiento para la evaluación de la conformidad****11. ...****11.1 Plazos de cumplimiento para ductos de transporte****11.2 Plazos de cumplimiento para ductos de recolección****11.3 Plazos de cumplimiento para ductos nuevos****12. a 15. ...**

ANEXO A Información de referencia para la identificación de peligros

ANEXO B Métodos para la evaluación del riesgo

ANEXO C Cuestionario para selección de método para la evaluación del riesgo

**Fig. 1. Diagrama de flujo para la administración de la integridad de ductos**

**0. Objetivo**

Establecer los requisitos que se deben cumplir para la administración de la integridad de ductos en operación para la recolección y transporte de hidrocarburos y sus derivados.

**1. Alcance**

Esta norma incluye la identificación de peligros, recopilación, revisión e integración de datos, evaluación del riesgo, evaluación de la integridad y respuesta a la evaluación de la integridad de los ductos de acero al carbono en operación que recolectan y transportan hidrocarburos líquidos, gaseosos y sus derivados, excluyendo a los sistemas de transporte de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos permitidos por la Comisión Reguladora de Energía, así como a los ductos de recolección en zona rural que manejen volúmenes menores o iguales a 0.75 MMPCD y 7.5 barriles diarios, promedio anual.

La interpretación e implementación de esta norma debe estar a cargo de personal especializado en el diseño, construcción, operación, mantenimiento, administración de integridad y evaluación del riesgo, de sistemas de ductos de recolección y transporte.

**2. Campo de aplicación**

Esta Norma Oficial Mexicana es de aplicación general y observancia obligatoria para las personas que realicen actividades de operación de ductos que recolectan y transportan hidrocarburos líquidos, gaseosos y sus derivados, tanto terrestres como marinos dentro del territorio nacional (ver figuras 2 y 3).

**3. Referencias**

NRF-030-PEMEX-2009 Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos.

NRF-013-PEMEX-2009 Diseño de líneas submarinas en el Golfo de México.

NRF-014-PEMEX-2013 Inspección, evaluación y mantenimiento de ductos submarinos.

**4. Definiciones**

**Administración de integridad.** Proceso continuo de análisis de ingeniería y evaluaciones que se combinan para minimizar el deterioro de la integridad de un ducto.

**Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC).** Mecanismo de generación y propagación de grietas en un metal, inducido por la acción conjunta de esfuerzos y un ambiente corrosivo externo.

**Barrenar (Hot Tap):** Trabajo efectuado en un ducto que contiene producto a presión y consiste en la remoción de un área circular mediante barrenado, con objeto de conectar un ramal o eliminar un área defectuosa sin suspender la operación.

...  
...  
...  
...  
...  
...  
...  
...  
...  
...

**Estimación del riesgo.** Proceso mediante el cual se calcula el valor de riesgo del ducto, estimando las probabilidades de falla para todos los peligros y las consecuencias de esa falla como un producto.

**Evaluación del riesgo.-** Proceso mediante el cual se determina si el valor de riesgo obtenido del análisis, requiere alguna acción de mitigación. El análisis del riesgo es parte del proceso de esta evaluación.

...  
**Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP).** Presión máxima a la cual un sistema de transporte o parte de él, puede ser operado de acuerdo con lo establecido por la NOM-007-SECRE-2010.  
...

**Peligro:** Condiciones ambientales; del ducto, o factores externos que tienen un potencial para producir efectos dañinos.

**Presión de Operación Máxima (POM).** Es la presión máxima a la que se espera que un ducto sea sometido durante su operación.

...  
...  
...

**Segmento (tramo).** Longitud de ducto o parte de un sistema con características particulares en una localización geográfica específica.

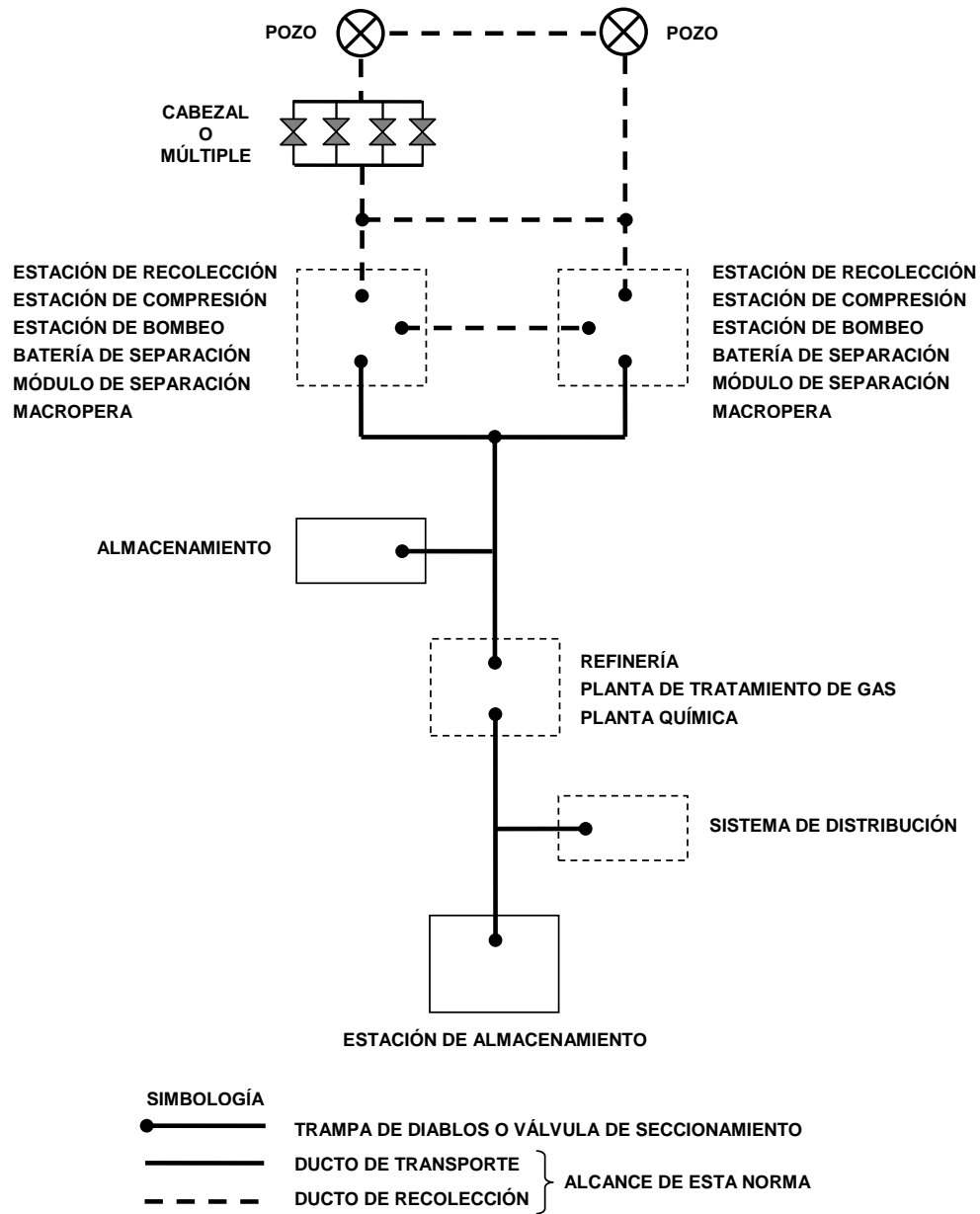
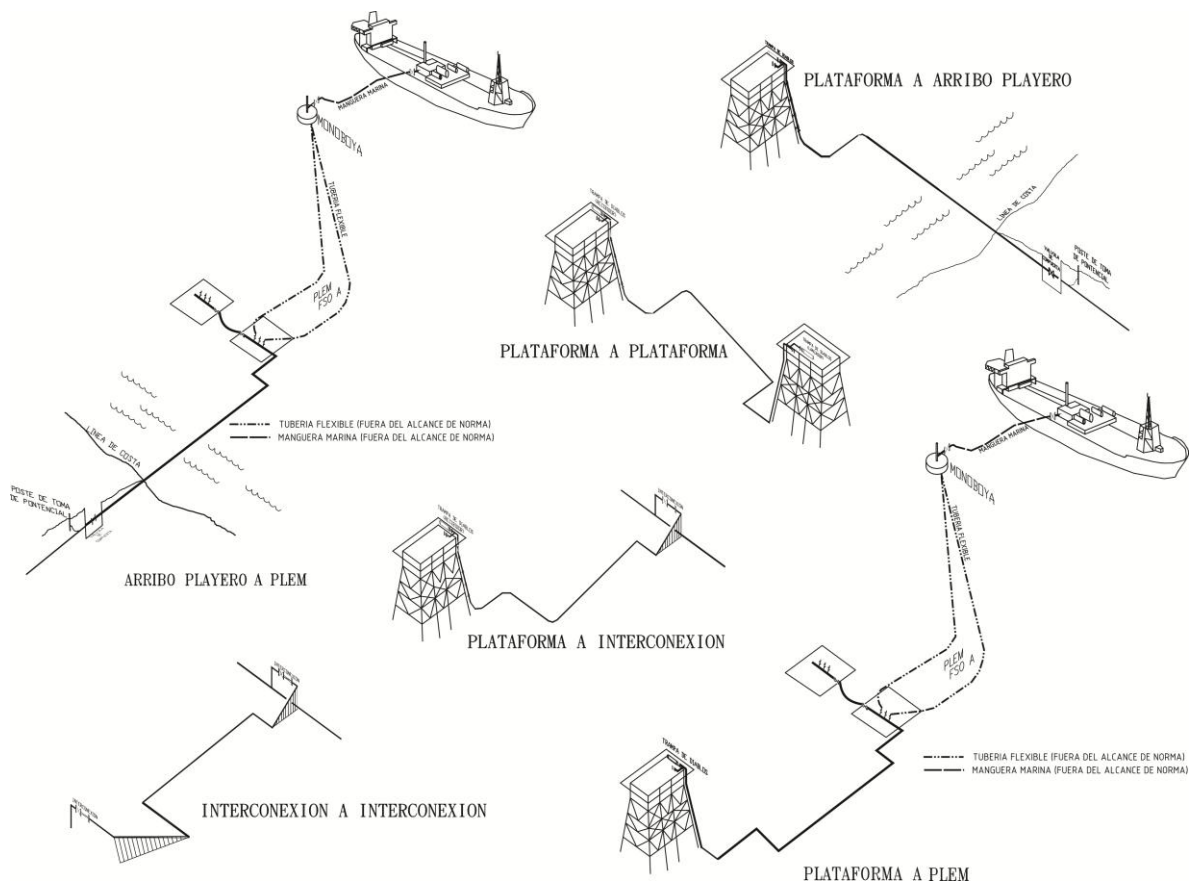


Figura 2. Alcance de la Norma (Ductos Terrestres)



**Figura 3. Alcance de la Norma (Ductos Marinos)**

### 5. Identificación de peligros

Para realizar la administración de la integridad, se identificarán los peligros para el ducto que le sean aplicables citados abajo, así como otros peligros que se hayan observado durante esta etapa y que no se encuentren listados en la presente norma.

Los peligros se pueden agrupar en las siguientes ocho categorías, de acuerdo a su naturaleza y características de crecimiento como pueden ser de manera enunciativa los siguientes:

- 1.- Corrosión externa. Considerar la originada por influencia microbiológica (MIC), en caso de existir evidencia de la presencia de este mecanismo de corrosión.
- 2.- Corrosión interna. Considerar la originada por influencia microbiológica interna (MIC), en caso de existir evidencia de la presencia de este mecanismo de corrosión.
- ...
- 4.- Defectos de fabricación. Considerar los defectos en la costura y en el metal base.
- 5.- Construcción. Considerar los defectos en la soldadura circunferencial, en el alineamiento o doblez por flexión o pandeo, daños en el recubrimiento, conexiones, dobleces, abolladuras, rasgaduras, o la combinación de éstos.
- 6.- Daños por terceros. Considerar daños que pueden provocar fallas ocasionadas por el impacto de objetos arrojados sobre el ducto, golpes por equipos de excavación, por el arrastre y varada de barcos.
- ...
- 8.- Clima y fuerzas externas. Se consideran las tormentas eléctricas (TE); vientos, tormentas o inundaciones (VTI); sismos (SI); deslaves (D); huracanes (H); erosión (ER), y deslizamiento del lecho marino (DLM).

## 6. Recopilación, revisión e integración de datos

...

El operador o dueño del ducto debe llevar un registro estadístico de todas las fallas de integridad mecánica que se presenten durante la operación del ducto, como son: tipo de evento, ubicación física del evento, causa de evento, producto y volumen liberado, entre otros, de tal manera que esta información se encuentre disponible para su utilización en la administración de la integridad del ducto.

### 6.1. Recopilación y revisión de datos

...

La tabla 1 muestra un resumen de la información que se puede utilizar para realizar el análisis del riesgo. La tabla 2 indica los documentos típicos que contienen dicha información.

#### Tabla 1. Resumen de información que se puede utilizar en el análisis del riesgo.

...

#### Tabla 2. Documentos típicos para el análisis del riesgo

...

La no disponibilidad de datos no debe ser una justificación para excluir de la evaluación de riesgo ciertos peligros. Si durante el análisis del riesgo se detecta la necesidad de información que no está disponible, se debe programar su obtención.

...

La base de datos que se genere se debe mantener disponible a lo largo de todo el proceso de evaluación, de tal manera que se tome en cuenta el impacto en la variación y exactitud de los resultados de la evaluación.

...

...

### 6.2. Integración de datos

La integración de datos debe permitir:

...

2. Llevar un registro de cambios y actualizaciones.
3. Que los datos obtenidos de diferentes fuentes se puedan revisar de manera cruzada (por ejemplo un segmento que contenga una abolladura puede adicionalmente estar corroído, lo cual incrementa la severidad de la abolladura).

...

5. Clasificar y procesar los datos de acuerdo a las necesidades propias del segmento.

...

7. La integración de módulos de evaluación de defectos que permitan la clasificación y jerarquización de anomalías basadas en el cálculo de la máxima presión de operación permisible (MPOP) o presión de operación máxima (POM) y el tiempo de vida remanente (TVR).
8. Jerarquización de anomalías con base en información combinada (por ejemplo un segmento con corrosión en conjunto con una ranura).

...

## 7. Evaluación del riesgo

...

El objetivo final de la evaluación del riesgo es estimar y priorizar los riesgos en el sistema para determinar cómo, dónde y cuándo asignar recursos de mitigación del riesgo y administrar la integridad del ducto.

La evaluación del riesgo en ductos contribuye a:

- a) Jerarquizar los ductos o segmentos y elementos críticos de una instalación para programar evaluaciones de integridad y acciones de mitigación.
- b) Evaluar los beneficios derivados de acciones de mitigación.
- c) Determinar las medidas de mitigación más efectivas para los peligros identificados.
- d) Evaluar el impacto en la integridad debido a modificaciones en los intervalos de inspección.
- e) Evaluar el uso o necesidad de metodologías alternas de inspección.
- f) Asignar recursos.

### **7.1 Métodos de análisis del riesgo**

Es responsabilidad del operador el aplicar el método de análisis del riesgo que mejor satisfaga las necesidades del programa de administración de integridad. Puede utilizarse más de un método a lo largo del ducto. Es necesario un entendimiento cuidadoso de las fortalezas y limitaciones de cada método de análisis de riesgo antes de que se adopte una estrategia de largo plazo.

Se puede utilizar uno o más métodos de análisis del riesgo consistentes con los objetivos del programa de administración de integridad, tales como: Expertos en la Materia, Evaluación Relativa, Evaluación de Escenarios y Evaluación Probabilística, según se cita en los incisos subsecuentes 7.2, 7.3 y 7.4. El Anexo B describe cada uno de estos métodos y su selección se debe hacer tomando en cuenta el cuestionario del Anexo C. Estos métodos se enlistan en forma jerárquica de acuerdo a la complejidad, sofisticación y requerimiento de datos.

Los procesos y métodos de análisis del riesgo usados deben revisarse periódicamente para asegurar que los resultados obtenidos sean precisos, relevantes y consistentes con los objetivos del programa de administración de integridad del operador. Serán necesarios ajustes y mejoras a los métodos de evaluación del riesgo conforme se tenga disponible mayor información y sea más precisa acerca de las condiciones del sistema. Estos ajustes requieren un re-análisis del ducto incluido en el programa de administración de integridad para asegurar que se realicen evaluaciones o comparaciones equivalentes.

Los métodos de análisis del riesgo, deben aplicarse por personal experimentado y con conocimientos (expertos en la materia y personas familiarizadas con el sistema de ductos) que regularmente revisen los datos de entrada, suposiciones y resultados.

Las revisiones basadas en experiencia deben validar los resultados tomando en cuenta otros factores relevantes no incluidos en el proceso, como son, el impacto de las suposiciones o la variabilidad del riesgo potencial causado por la falta o suposición de datos. Estos procesos y sus resultados deben documentarse en el plan de administración de integridad.

Una parte integral del proceso de evaluación del riesgo es la incorporación de datos adicionales o cambios en éstos.

### **7.2. Estimación de la probabilidad de falla**

Una vez que se han identificado los peligros que pueden causar fallas en el ducto, se debe estimar la probabilidad relativa de que realmente dichos eventos ocurran. La probabilidad de falla se debe expresar en términos de frecuencia como un número de eventos que ocurren en un tiempo específico.

...

**a) a c)**

...

### **7.3. Estimación de las consecuencias de falla**

...

...

**a) a e)**

**f)** Proximidad de la población al ducto.



**g)** Proximidad de poblaciones con movilidad limitada (hospitales, escuelas, guarderías, asilos, prisiones, áreas recreativas), particularmente en áreas sin protección exterior.

**h) a m)**

...

#### 7.4. Estimación del riesgo

La estimación del riesgo es el proceso de combinar la probabilidad de falla de que un evento adverso ocurra, con las consecuencias resultantes de ese evento. Se define como el producto de estos dos factores. Se deben obtener valores del riesgo para todos los peligros identificados y sumarse de tal manera que se obtenga el riesgo total de un ducto o segmento:

Riesgo =  $P_j \times C_j$  para un solo peligro

$$Riesgo = \sum_{i=1}^{i=n} (P_i \times C_i)$$

Para las categorías de peligros 1 a n

$$Riesgo \text{ Total del segmento} = P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2 + \dots + P_n \times C_n$$

...

...

...

1 a n = Peligro (ver capítulo 5)

El método utilizado para el análisis del riesgo debe considerar los peligros que se hayan identificado para el sistema de ductos, identificados en el capítulo 5.

Como resultado del análisis del riesgo se debe generar un perfil del riesgo o una representación conjunta del riesgo total del ducto que permita la realización de un análisis para distinguir entre eventos baja frecuencia/alta severidad, y eventos alta frecuencia/baja severidad, así como la identificación de los riesgos totales.

...

#### 7.5. Evaluación del riesgo

El operador debe realizar una revisión de los resultados para verificar que la aplicación de la metodología empleada para la evaluación del riesgo proporciona resultados consistentes con los objetivos de la evaluación. En caso de encontrar inconsistencias en los resultados, se deben revisar los datos utilizados en el análisis.

Si como resultado del mantenimiento u otras actividades se encuentran datos que no están representados con exactitud en el proceso de análisis del riesgo, se requiere un re-análisis que considere los datos adicionales. La validación del análisis del riesgo debe documentarse en el plan de administración de integridad.

...

**a)** Mediante inspecciones, pruebas y evaluaciones en lugares que están indicados como de alto o bajo riesgo para determinar si los métodos están caracterizando correctamente el riesgo. La validación puede lograrse considerando la información de otros lugares en cuanto a la condición de un segmento de ducto y la condición determinada durante la acción de mantenimiento o antes de la remediación.

**b) ...**

Una vez que los resultados del análisis del riesgo han sido revisados, se inicia la evaluación del riesgo jerarquizando estos resultados. La jerarquización consiste en ordenar los resultados del riesgo de cada segmento en orden descendente. Un ordenamiento similar también puede alcanzarse considerando por separado niveles decrecientes de consecuencias y probabilidades de falla. Al segmento con el nivel de riesgo más alto debe dársele la mayor prioridad para decidir dónde implementar la evaluación de integridad o acciones de mitigación.

El operador debe identificar los resultados del riesgo con una clasificación de prioridad de atención alta, media o baja, o con valores numéricos.

Para los segmentos con el nivel de prioridad de atención alta, deben establecerse acciones de mitigación que atenúen la probabilidad de falla por los principales peligros identificados o las consecuencias.

Para los segmentos con el nivel de prioridad de atención media, deben establecerse acciones que mantengan o atenúen el nivel de riesgo.

Para los segmentos con el nivel de prioridad de atención baja, no se requieren acciones adicionales a las actividades de mantenimiento preventivo, ni es obligatorio para estos segmentos, el cumplimiento a los capítulos 8 y 9 de esta Norma.

El operador debe evaluar los factores que causan los niveles más altos del riesgo en segmentos particulares. Estos factores pueden aplicarse para ayudar a seleccionar, jerarquizar y programar las acciones de mitigación convenientes. Cuando se comparen segmentos con valores del riesgo similares, las probabilidades de falla y las consecuencias deben considerarse en forma separada, lo que puede dar una mayor prioridad al segmento con las consecuencias más altas.

#### **7.6. Acciones de mitigación**

Estas acciones deben reducir las consecuencias o las probabilidades de una falla en el ducto.

Por lo que se pueden considerar las siguientes:

1. Inyección de inhibidores
2. Reforzamiento de la protección catódica
3. Protección anticorrosiva
4. Monitoreo de la velocidad de corrosión interior
5. Válvulas de corte de flujo o válvulas a control remoto
6. Prevención de daños por terceros
7. Detección de fugas
8. Minimizar las consecuencias de las fugas
9. Reducción de la presión de operación
10. Atención de indicaciones
11. Plan de respuesta a emergencia
12. Evaluación de integridad

Las acciones de mitigación derivadas de la evaluación del riesgo, se deben documentar en un Plan de Administración de Integridad del ducto, de acuerdo a sus prioridades de atención.

Se pueden considerar las acciones de prevención/detección indicadas en la tabla 5 para cada uno de los peligros.

#### **7.7. Intervalo de evaluación del riesgo**

La evaluación del riesgo, para efectos de esta norma, debe efectuarse como máximo cada cinco años o antes si existe cualquiera de las situaciones siguientes: Cambiaron significativamente alguno o varios de los datos utilizados en la última evaluación de riesgo; si se realizaron las acciones de mitigación programadas; antes de que se realicen cambios que afecten la integridad del ducto o producto de una investigación de accidente mayor.

#### **7.8 Plan de administración de integridad**

Una vez que se haya elaborado o actualizado la evaluación del riesgo de un ducto o segmento, el operador debe documentarlo en su Plan de Administración de Integridad, en el que indicará los resultados de la evaluación del riesgo, las metodologías que se utilizarán o que fueron utilizadas para la evaluación de integridad y sus resultados, así como las acciones de mitigación que el operador haya determinado como necesarias para disminuir o mantener la prioridad de atención.

#### **8. Evaluación de integridad**

Se debe realizar la evaluación de integridad con base en las prioridades de atención determinadas en la evaluación del riesgo (numeral 7.5), pudiendo también utilizarse como una herramienta para la recopilación de información adicional o verificar las condiciones del ducto, para lo cual se pueden utilizar las siguientes metodologías:

- ...
- Prueba de presión
- ...
- ...

La selección del método de evaluación de integridad debe basarse en los resultados de la evaluación del riesgo, condiciones físicas, operativas y ambientales del ducto. Dicha información puede sustentarse con lo siguiente:

**a) a b)**

**c)** Inspecciones previas

**d)** Evaluaciones anteriores de integridad

**e)** Reparaciones realizadas

### **8.1. Metodologías**

#### **8.1.1. Inspección interna**

Esta metodología de inspección se utiliza para localizar y dimensionar las siguientes indicaciones en toda la longitud del ducto, mediante la utilización de un equipo que se desplaza por el interior del mismo:

**a) a h)**

....

El siguiente listado de tecnologías de inspección, permite la realización de estos trabajos de inspección interna. Su selección y empleo depende de las indicaciones a detectarse (Tabla 3). Este listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías en desarrollo.

**a) a g)**

Una vez obtenidos los resultados de la metodología, se debe realizar un análisis de los mismos a fin de estimar la capacidad de resistencia de las indicaciones detectadas en el ducto, estableciendo un listado de prioridades basado en los resultados de la evaluación del riesgo, en la severidad de las indicaciones y en las condiciones de operación del ducto.

#### **8.1.2. Prueba de presión**

Se puede optar por conducir una prueba de presión para la evaluación de la integridad de un ducto. Esta prueba permite localizar las siguientes indicaciones cuando resulte una pérdida de la contención de magnitud suficiente para ser registrada por los equipos de medición de presión instalados:

**a) a e)**

Para ductos que transportan hidrocarburos, la presión de prueba debe ser, como mínimo, 1.25 veces la presión máxima de operación, y la duración de la prueba debe ser mínimo de 8 horas.

Para determinar los medios de prueba aceptables, los equipos mínimos necesarios y demás requisitos adicionales en la realización de la prueba de presión del ducto, se pueden utilizar los criterios establecidos en la norma de referencia NRF-030-PEMEX-2009, o la que la sustituya.

Este método de evaluación de integridad permite asegurar la confiabilidad del ducto, dentro de los parámetros de seguridad, siempre y cuando la presión de operación del ducto no supere la presión máxima de operación a la que fue probado.

#### **8.1.3. Evaluación directa**

...

**a) a c)**

...

**a) a d)**

La primera etapa del proceso es la evaluación previa, en la cual se debe recopilar información para caracterizar el ducto. Como segunda etapa, se inicia el trabajo de campo por medio de inspecciones indirectas, las cuales deben incluir actividades a lo largo del ducto para identificar posibles peligros relacionados con la corrosión en puntos específicos.

Posteriormente, se debe realizar una inspección directa, la cual consiste en excavar y verificar la condición del ducto en forma visual y por pruebas no destructivas, en los puntos específicos seleccionados a través de las inspecciones indirectas. Como última etapa se debe realizar una evaluación final, en la cual se valide el proceso e incluya el análisis de integridad del ducto.

## 8.2 Análisis de integridad

Una vez obtenidos los resultados de la metodología se debe realizar un análisis de los mismos a fin de estimar la capacidad de resistencia de las indicaciones detectadas en el ducto, estableciendo un listado de prioridades basado en los resultados de la evaluación del riesgo, en la severidad de las indicaciones, y en las condiciones de operación del ducto.

## 8.3 Documentación entregable

Se debe documentar los resultados de la evaluación de la integridad, considerando como referencia la siguiente información:

a) a h)

**Tabla 3. Equipo utilizado en inspección interna y detección de indicaciones**

INSPECCION INTERNA	EQUIPO PARA PERDIDA DE METAL			EQUIPO PARA DETECCION DE GRIETAS		EQUIPO PARA DETECCION DE LA GEOMETRIA		
	FLUJO MAGNETICO		ULTRASONIDO (Haz Recto)	ULTRASONIDO (Haz Angular)	FLUJO TRANVERSAL	GEOMETRA (CALIPER)	GEOPOSICIONAMIENTO	
	RESOLUCION ESTANDAR	ALTA RESOLUCION						
<b>PERDIDA DE METAL (CORROSION)</b>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup> no discrimina ID/OD	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	No Detecta	No Detecta	
Corrosión externa								
Corrosión interna								
Corrosión externa axial delgada	No Detecta	No Detecta <sup>3</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	No Detecta	No Detecta	
<b>AGRIETAMIENTO Y DEFECTOS TIPO GRIETA (Axial)</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>	No Detecta	No Detecta	
Por corrosión bajo esfuerzos (SCC)								
Por Fatiga								
Imperfecciones en soldadura longitudinal								
Fusión incompleta / Falta de fusión								
Grietas en la línea de fusión								
<b>AGRIETAMIENTO CIRCUNFERENCIAL</b>	No Detecta	Detecta <sup>4</sup> y Dimensiona <sup>4</sup>	No Detecta	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup> si es modificado <sup>5</sup>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	
<b>ABOLLADURAS CURVATURAS CON ARRUGAS</b>	Detecta <sup>6</sup>	Detección <sup>6</sup> y Dimensionamiento no confiable		Detección <sup>6</sup> y Dimensionamiento no confiable		Detecta <sup>7</sup> y Dimensiona	Detección y Dimensionamiento no confiable	
<b>APLASTAMIENTO</b>	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial					Detecta <sup>7</sup> y Dimensiona	No Detecta	
<b>RALLADURA O ENTALLADURA</b>	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>2</sup>					No Detecta	No Detecta	
<b>LAMINACION O INCLUSION</b>	Detección limitada	Detección limitada	Detecta y Dimensiona <sup>2</sup>	Detecta y Dimensiona <sup>2</sup>	Detección limitada		No Detecta	No Detecta
<b>REPARACIONES PREVIAS</b>	Detección de camisas de acero y parches. Otros sólo con marcadores ferrosos		Detección sólo de camisas de acero y parches, soldado al ducto		Detección sólo de camisas de acero y parches. Otros sólo con marcadores ferrosos		No Detecta	No Detecta

ANOMALIAS RELACIONADAS CON FABRICACION	Detección limitada	Detección limitada	Detecta	Detecta	Detección limitada	No Detecta	No Detecta
CURVATURAS	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona <sup>2, 9</sup>	Detecta y Dimensiona <sup>2</sup>
OVALIDAD	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona <sup>2, 8</sup>	Detecta y Dimensiona <sup>2,8</sup>
COORDENADAS DEL DUCTO	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona <sup>2</sup>
NOTAS:				5.- Transductores rotados a 90°			
1.- Limitado por la profundidad, longitud y ancho de las indicaciones detectables mínimas				6.- Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y forma de la abolladura.			
2.- Definido por la exactitud del dimensionamiento especificado del equipo.				7.- Dependiendo de la configuración del equipo, también en posición circunferencial.			
3.- Si el ancho es más pequeño que el ancho mínimo detectable por el equipo.				8.- Si está equipado para medición de la ovalidad.			
4.- Probabilidad Reducida de la Detección (POD) para grietas estrechas.				9.- Si está equipado para medición de curvaturas.			

### 9. Respuesta a la evaluación del riesgo e integridad

Se debe documentar un Plan de Administración de Integridad del ducto, en el que se establezcan los resultados de las evaluaciones del riesgo e Integridad y el programa de acciones de mitigación de acuerdo a sus prioridades.

Se deben iniciar los trabajos para caracterizar y evaluar las indicaciones definidas como prioritarias, dentro de un tiempo que no exceda los cinco días después de identificadas mediante cualquiera de los métodos de inspección descritos en el capítulo 8 de esta norma.

Para el caso de los resultados de la evaluación de integridad, se deben iniciar los trabajos para caracterizar y evaluar las indicaciones definidas como prioritarias, dentro de un tiempo técnica y justificadamente razonable.

Las indicaciones deben clasificarse en los siguientes dos grupos:

**1. Respuesta inmediata:** Los defectos que requieren respuesta inmediata son aquellos que pudieran causar fugas o rupturas inmediatas o en el corto plazo debido a su efecto en la resistencia del material.

**2. Respuesta programada:** Las indicaciones que requieren respuesta programada son aquellas indicaciones significativas y que pueden crecer a un punto de falla antes de la siguiente evaluación de integridad.

...

...

...

...

...

...

#### 9.3. Métodos de reparación

Los métodos de reparación a utilizar en una tubería con defectos que no cumplen con el criterio de aceptación y que requiere reparación inmediata, deben realizarse conforme a lo indicado en la Tabla 4. Para defectos y métodos de reparación no incluidos en esta tabla, las reparaciones deberán estar soportadas en estudios y prácticas de ingeniería. 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 mediante abrazaderas de fábrica, 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 debe programar una reparación definitiva en un plazo técnicamente soportado y definido.

**Tabla 4. Métodos de reparación definitivos<sup>1, 7</sup>**

Anomalías		Depósito de soldadura <sup>2</sup>	Camisas Tipo A	Camisas Tipo B	Envolvente No Metálica	Barrenado
Pérdida de Metal Externa $\leq 80\%$ de su espesor	Soldadura Longitudinal	SI	SI	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	SI	SI	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	SI	SI	SI	SI	SI
	Codo	SI	SI <sup>3</sup>	SI <sup>3</sup>	SI <sup>4</sup>	SI
Pérdida de Metal Interna $\leq 80\%$ de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO <sup>3</sup>	SI <sup>3</sup>	NO	SI
Pérdida de Metal Externa 80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI <sup>3</sup>	NO	SI
Pérdida de Metal Interna 80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI <sup>3</sup>	NO	SI
Fugas, Fisuras, Quemaduras de arco eléctrico, defectos de fabricación y defectos en soldaduras <sup>10</sup>	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	NO <sup>8</sup>
	Codo	NO	NO	SI <sup>3</sup>	NO	NO <sup>8</sup>
Abolladura con concentración de esfuerzos	Soldadura Longitudinal	NO	SI <sup>5,6</sup>	SI <sup>6</sup>	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI <sup>5,6</sup>	SI <sup>6</sup>	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI <sup>5,6</sup>	SI <sup>6</sup>	NO	SI <sup>9</sup>
	Codo	NO	SI <sup>3,5,6</sup>	SI <sup>3,6</sup>	NO	SI <sup>9</sup>
Abolladura Plana	Soldadura Longitudinal	NO	SI <sup>5</sup>	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI <sup>5</sup>	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI <sup>5</sup>	SI	NO	SI <sup>9</sup>
	Codo	NO	SI <sup>3,5</sup>	SI <sup>3</sup>	NO	SI <sup>9</sup>

**Observaciones:**

1.- a 7.-

**8.-** Las fisuras que no presenten fugas pueden ser removidas y retiradas mediante barrenado.**9.-** El barrenado debe remover la abolladura completa.**10.-...****9.4. Intervalo de evaluación de la integridad**

Una vez que se han ejecutado las acciones producto de las evaluaciones del riesgo e integridad, se debe reevaluar el riesgo, considerando las nuevas condiciones del ducto de acuerdo al capítulo 7.

Los intervalos para la evaluación de la integridad deberán ser determinados con base en los resultados del análisis del riesgo y considerando lo siguiente:

- La integración de datos de la evaluación de integridad anterior.
- El uso de otros métodos de evaluación indirecta que proporcionen información de la condición del ducto, equivalente a la obtenida mediante los métodos de evaluación indicados en este documento.
- La velocidad de crecimiento de defectos con base en los peligros que afecten al segmento de ducto.
- El periodo entre evaluaciones de integridad por cualquier método no podrá ser mayor de 10 años.

**Tabla 5. Acciones aceptables de prevención/detección**

Prevención/detección	Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
<b>Prevención/Detección</b>																					
Celaje Aéreo	---	---	---	---	---	---	X	---	X	X	X	X	---	X	X	X	X	---	X	---	
Celaje a pie	X	---	---	---	---	---	X	---	X	X	X	X	---	X	X	X	X	---	X	X <sup>(1)</sup>	
Inspección visual/mecánica	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	
Llamadas al teléfono de emergencia	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	
Auditorías de conformidad	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	
Especificaciones de diseño	X	X	X	---	---	X	X	X	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	
Especificaciones de materiales	---	---	---	X	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Inspección de fabricación	---	---	---	X	X	X	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Inspección de transporte	---	---	---	X	X	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Inspección de construcción	---	---	X	X	---	X	X	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Prueba de presión	---	---	---	X	X	X	X	X	---	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	
Información a la comunidad	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	
Procedimientos O&M	X	X	X	---	---	---	X	X	---	X	X	X	X	---	X	X	X	---	X	X	
Capacitación del operador	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	
Incremento de señalamientos	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	
Monitoreo de deformaciones	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	X	
Protección externa	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	---	---	---	X	X	X	X	X	
Mantenimiento del derecho de vía	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	X	---	---	---	X	X	---	X	X	
Incremento en espesor de Pared	X	X	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	---	---	---	X	X	X	X	X	
Cintas o postes de advertencia	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Mantenimiento de la protección catódica	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	
Limpieza interna	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Medidas de control de fugas	X	X	---	---	---	---	X	---	---	X	X	---	---	---	X	X	X	X	X	X	
Mediciones de deformaciones con diablo instrumentado	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	X	
Reducción en tensión externa	---	---	X	---	---	---	X	X	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	X	

**Tabla 5. Acciones aceptables de prevención/detección (continuación)**

Prevención, detección y métodos de reparación	Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas							
	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	DLM	
Reubicación de ductos	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	X	---	---	---	X	X	X	X	X	X	X
Rehabilitación	X	X	X	---	---	---	X	X	---	X	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	X
Reparación de recubrimiento	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Incremento en profundidad de enterrado	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	X	X	---	---	---	---	---	X	---	X	---
Reducción de temperatura de operación	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Reducción de humedad	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Inyector de inhibidores/biocidas	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Nota: Las abreviaciones se relacionan con los peligros indicados en el capítulo 5

CE = Corrosión externa

CI = Corrosión interna

SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos

C = Defectos en la costura

MB = Defectos en el metal base

SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal

FA = Falla por alineamiento

DFP = Doblez por flexión o pandeo

DTFI = Daño por terceros, falla inmediata

DPT = Daño previo por terceros

V = Vandalismo

IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto

OI = Operaciones incorrectas

TE = Tormentas eléctricas

VTI = Viento, tormentas o inundaciones

SI = Sismos

D = Deslaves

H = Huracanes

ER = Erosión

DLM = Deslizamiento del lecho marino

(1) En el caso de ductos marinos el DLM se identifica con el equipo operado a control remoto (ROV).



## **10. Procedimiento para la evaluación de la conformidad**

...

**10.1.** El procedimiento de verificación se llevará a cabo a través de las unidades de verificación acreditadas y aprobadas.

**10.2.** La convocatoria para la aprobación de las unidades de verificación será publicada por la Secretaría de Energía en el Diario Oficial de la Federación.

**10.3.** El responsable del cumplimiento de la norma debe consultar en la Secretaría de Energía los listados de las unidades de verificación acreditadas y aprobadas.

**10.4.** La verificación debe realizarse por ducto o segmento, conforme a lo que determine la Secretaría de Energía y a los plazos para el cumplimiento de esta norma establecidos en el capítulo 11.

**10.5.** La verificación se realizará a petición de parte y los gastos que se originen serán a cargo del operador a quien se le efectúe.

**10.6.** Durante la visita de verificación, la unidad de verificación comprobará documentalmente el cumplimiento al proceso de administración de integridad establecido en las disposiciones de la presente norma de acuerdo a lo siguiente:

### **10.6.1. Identificación de peligros**

**(a)** Verificar que fueron identificados los peligros indicados en el capítulo 5.

**(b)** En caso de que no se hayan incluido todos los peligros, verificar la existencia de la justificación y su soporte documental.

**(c)** Verificar que los peligros sean consistentes de acuerdo a las características físicas y operativas del ducto, incluyendo su ubicación.

### **10.6.2. Verificar la recopilación, revisión e integración de datos**

**(a)** Verificar que para cada peligro identificado se haya recopilado la información de acuerdo al numeral 6.1 de esta norma.

**(b)** Verificar que la integración de datos se realice conforme a lo indicado en el numeral 6.2 de esta norma.

**(c)** Verificar la confiabilidad de los datos respecto a su soporte documental fuente.

### **10.6.3. Evaluación del riesgo**

**(a)** Verificar que se hayan tomado en cuenta cualquiera de los métodos de evaluación, indicados en el numeral 7.1 de esta norma.

**(b)** Verificar el proceso, herramienta o modelo que se siguió para la obtención de las probabilidades de falla.

**(c)** Verificar el proceso, herramienta o modelo que se siguió para la obtención de las consecuencias de falla.

**(d)** Verificar que se obtuvieron los valores del riesgo para todos los peligros identificados y que éstos se sumaron para obtener el riesgo total del ducto.

**(e)** Verificar que se haya realizado una clasificación (alto, medio o bajo) y la jerarquización del riesgo.

### **10.6.4. Evaluación de integridad**

**(a)** Verificar los antecedentes y los fundamentos para la selección del método para la evaluación de la integridad y el programa de aplicación del mismo, así como la certeza de sus resultados.

**(b)** Verificar la aplicación del método de evaluación de integridad seleccionado y su conformidad con los requisitos establecidos para cada uno de ellos, como se indica en el numeral 8.1.

**(c)** Verificar la documentación entregable indicada en el numeral 8.3.

#### **10.6.5.** Respuesta a la evaluación de integridad.

**(a)** Verificar que se haya dado respuesta inmediata a los defectos que pudieran causar fugas o rupturas en el corto plazo.

**(b)** Verificar que se haya elaborado y cumplido el programa de seguimiento de las indicaciones que requieran de respuesta programada.

**(c)** Verificar que las reparaciones se hayan realizado conforme a los métodos aceptados, indicados en la tabla 4 del numeral 9.3.

### **10.7. Procedimiento para la verificación**

**10.7.1** La unidad de verificación debe realizar la verificación en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento. Mediante la evaluación verificará que el ducto o segmento cumpla con lo dispuesto en esta norma. La unidad de verificación debe elaborar un acta circunstanciada y un dictamen, para reflejar el resultado de la verificación practicada.

**10.7.2** De la visita de verificación la unidad de verificación debe elaborar un acta circunstanciada en la que debe asentar las evidencias presentadas, las observaciones, los hallazgos y las no conformidades, acorde a su procedimiento de verificación.

**10.7.3** El operador debe formular las precisiones que estime pertinentes y ofrecer pruebas a la unidad de verificación durante la verificación.

**10.7.4** La unidad de verificación debe emitir un dictamen con base en el acta circunstanciada, el cual debe contener:

**a)** Datos del operador:

- i. Nombre, denominación o razón social;
- ii. Domicilio completo, y
- iii. Nombre y firma del operador;

**b)** Datos de la unidad de verificación:

- i. Nombre, denominación o razón social;
- ii. Número de registro otorgado por la entidad de acreditación;
- iii. Número de oficio de la aprobación otorgada por la Secretaría de Energía;
- iv. Fecha en que se otorgó la acreditación;
- v. Fecha en que se otorgó la aprobación;

**c)** Datos del dictamen de la verificación:

- i. Verificación del cumplimiento del operador con la presente norma oficial mexicana, y en su caso, recomendaciones u observaciones que determine la unidad de verificación;
- ii. Resultado de la verificación;
- iii. Nombre y firma del gerente técnico;
- iv. Lugar y fecha de la firma del dictamen, y
- v. El dictamen será emitido papel membretado.

**10.7.5** La unidad de verificación debe entregar el dictamen y el acta circunstanciada al operador. A su vez, el operador entregará a la Secretaría de Energía esta documentación en un plazo no mayor a 20 días hábiles una vez concluida la verificación.

#### **10.8. Inventario de ductos y dictámenes**

**10.8.1** El operador debe mantener actualizada y poner a disposición de la Secretaría de Energía por medios electrónicos la siguiente información:

- Listado de ductos o segmentos.
- Identificador único del ducto y en su caso, del segmento.
- Tipo de ducto.
- Origen y destino del ducto.
- Longitud, diámetro y espesor nominal del ducto o segmento.
- Fecha de elaboración del PAID con base a los plazos de cumplimiento conforme al capítulo 11.
- Fecha de evaluación de la conformidad.
- Nombre de la unidad de verificación que evaluó la conformidad.
- Dictamen (archivo pdf) de la evaluación de la conformidad.

#### **11. Plazos para el cumplimiento de esta norma**

##### **11.1. Plazos de cumplimiento para ductos de transporte**

El operador debe cumplir con lo establecido en la presente norma para ductos de transporte considerando lo siguiente:

**a)** Las actividades referentes a identificación de peligros (capítulo 5), recopilación, revisión e integración de datos (capítulo 6) y evaluación del riesgo (capítulo 7), deben realizarse dentro de un período de veinticuatro meses, de acuerdo al siguiente programa:

...  
...  
...  
...

- 1)** 20% del total de la longitud de sus ductos en cuatro años después de la entrada en vigencia de la presente norma.
- 2)** 60% del total de la longitud de sus ductos en ocho años después de la entrada en vigencia de la presente norma.
- 3)** 100% del total de la longitud de sus ductos en doce años después de la entrada en vigencia de la presente norma.

##### **11.2. Plazos de cumplimiento para ductos de recolección**

El operador debe cumplir con lo establecido en la presente norma para ductos de recolección considerando lo siguiente:

**a)** Las actividades referentes a identificación de peligros (capítulo 5), recopilación, revisión e integración de datos (capítulo 6) y evaluación del riesgo (capítulo 7), deben realizarse dentro de un periodo de sesenta meses, de acuerdo al siguiente programa:

...  
...

...

...

- 1) 20% del total de la longitud de sus ductos en cinco años después de la entrada en vigencia de la presente norma.
- 2) 60% del total de la longitud de sus ductos en trece años después de la entrada en vigencia de la presente norma.
- 3) 100% del total de la longitud en veinte años después de la entrada en vigencia de la presente norma.

### 11.3. Plazos de cumplimiento para ductos nuevos

Para ductos nuevos de transporte o recolección de cualquier operador, los plazos máximos para el cumplimiento de esta norma para los capítulos 5, 6 y 7 serán de 24 meses y para los capítulos 8 y 9 será de 10 años posterior a su entrada en operación.

### 13. Concordancia con otras normas

Esta Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna Norma Mexicana o Internacional.

### 14. Bibliografía

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

API STD 1160	Administración de Sistemas de Integridad de Ductos para Líquidos Peligrosos. Primera edición. 2001.	Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines First Edition. 2001-11-01 (R 2008)
API-RP-1110	Práctica Recomendada para Prueba de Presión de Tubería de Acero para el Transporte de Gas, Gas del Petróleo, Líquidos Peligrosos, Altamente Volátiles o Dióxido de Carbono. Sexta Edición. 2013	Recommended Practice for the Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids or Carbon Dioxide Sixth edition. 2013-02-01
ASME B31.8S	Administración de Sistemas de Integridad de Ductos para Gas. Suplemento para ASME B31.8.	Managing System Integrity of Gas Pipelines Supplement to ASME B31.8.
DOT 49 CFR Parte 192. Subparte O.	Estándares Federales de Seguridad Mínimos para el Transporte de Gas Natural por Ducto. Subparte O-Administración de Integridad de Ductos de Transporte de Gas.	PART 192 -Transportation of Natural and other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards. Subpart O-Gas Transmission Pipeline Integrity Management.
DOT Ley 49 CFR Parte 195.452	Transporte por Ducto de Líquidos Peligrosos. Administración de integridad de ductos Subparte F- Operación y Mantenimiento. 452 Administración de Integridad de Ductos en Áreas de Altas Consecuencias.	PART 195 -Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline. Subpart F-Operation and Maintenance. 452 Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas.
NACE Standard RP0102-2002	Inspección interna de ductos	(In-Line Inspection of Pipelines). 2002.
NACE STANDARD PRACTICE SP0204- 2008	Metodología para la evaluación directa de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.	(Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology).
NACE STANDARD PRACTICE SP0502- 2010	Metodología para la evaluación directa de corrosión externa de ductos.	(Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology).

## 15. Anexos

## ANEXO A

## INFORMACIÓN DE REFERENCIA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

PELIGRO	INFORMACIÓN
1. Corrosión externa	1. Año de instalación 2. Tipo de recubrimiento 3. Condición del recubrimiento 4. Años con protección catódica adecuada 5. Años con protección catódica dudosa 6. Años sin protección catódica 7. Resistividad del suelo 8. Reportes de inspecciones puntuales del ducto 9. Detección de MIC (si, no, o se desconoce) 10. Historial de fugas 11. Espesor de pared 12. Diámetro 13. Nivel de esfuerzos de operación (% del SMYS) 14. Información de pruebas hidrostáticas anteriores 15. Tipo de sistema de protección catódica.
2. Corrosión interna	1. Año de instalación 2. Reportes de inspecciones puntuales del ducto 3. Historial de fugas 4. Espesor de pared 5. Diámetro 6. Información de pruebas hidrostáticas anteriores 7. Análisis del gas, de líquidos o sólidos (Sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua libre y cloruros) 8. Resultados de prueba de cultivo de bacterias. 9. Aditamentos de detección de corrosión (cupones, sondas o probetas, etc.) 10. Parámetros de operación (presión, velocidad del flujo, periodos sin flujo) 11. Nivel de esfuerzos de operación (% del SMYS) 12. Tipo de inhibidor de corrosión aplicado.
3. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés).	1. Edad del ducto 2. Nivel de esfuerzos de operación (% del SMYS) 3. Temperatura de operación 4. Distancia del segmento a una estación de compresión 5. Tipo de recubrimiento 6. Información de pruebas hidrostáticas anteriores por razones no relacionadas con SCC 7. Análisis del gas, de líquidos o sólidos (Sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua libre y cloruros).
4. Defectos de fabricación	1. Material del ducto 2. Año de instalación 3. Proceso de manufactura (en su defecto, año de manufactura)

	<ol style="list-style-type: none"> <li>4. Tipo de costura</li> <li>5. Factor de junta</li> <li>6. Historial de presión de operación</li> </ol>
5. Construcción	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Material del ducto</li> <li>2. Identificación de doblez</li> <li>3. Identificación del acoplamiento</li> <li>4. Reforzamiento del acoplamiento posterior a la construcción</li> <li>5. Procedimientos de soldadura</li> <li>6. Reforzamiento de la soldadura circunferencial posterior a la construcción</li> <li>7. Información de pruebas no destructivas en soldaduras</li> <li>8. Información de pruebas de hermeticidad</li> <li>9. Reportes de inspección puntual del ducto</li> <li>10. Fuerzas externas potenciales</li> <li>11. Propiedades del suelo (esfuerzo cortante, ángulo de fricción interna, etc.) y profundidad de enterrado para dobleces</li> <li>12. Rangos máximos de temperatura para dobleces</li> <li>13. Radio de curvatura y ángulo de cambio para dobleces</li> <li>14. Historial de presión de operación y presión de operación esperada, incluyendo ciclos significativos de presión y mecanismo de fatiga</li> </ol>
6. Daños por terceros	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Incidentes de vandalismo</li> <li>2. Reportes de inspecciones puntuales del ducto donde la tubería ha sido golpeada.</li> <li>3. Reportes de fugas producto de daños inmediatos</li> <li>4. Incidentes relacionados con daños previos</li> <li>5. Resultados de inspección interna para abolladuras y muescas en la mitad superior del ducto</li> <li>6. Registros de avisos</li> <li>7. Registros de invasiones</li> </ol>
7. Operaciones incorrectas	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Información de la revisión del procedimiento</li> <li>2. Información de auditorías</li> <li>3. Fallas causadas por operaciones incorrectas</li> </ol>
8. Clima y fuerzas externas	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Método de junta (acoplamiento mecánico, soldadura de acetileno, soldadura de arco)</li> <li>2. Topografía y condiciones del suelo (pendientes inestables, cruces con cuerpos de agua, proximidad de agua, susceptibilidad a licuefacción del suelo)</li> <li>3. Falla tectónica</li> <li>4. Perfil de la aceleración del suelo cerca de zonas de fallas (mayores a aceleraciones de 0.2 gravedad)</li> <li>5. Profundidad de la línea de congelamiento</li> <li>6. Año de instalación</li> <li>7. Diámetro, espesor de pared y grado de la tubería (esfuerzos incluyendo cargas externas, los esfuerzos totales no deben exceder del 100% del SMYS)</li> <li>8. Información oceanográfica y meteorológica de la presencia de huracanes.</li> </ol>

**ANEXO B MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO**

...

1) Expertos en la Materia.- Consiste en realizar reuniones de expertos los cuales, tomando en cuenta información disponible en la literatura técnica, asignan un valor numérico relativo tanto para la probabilidad de falla de cada peligro como para sus consecuencias. Los expertos deben analizar cada segmento del ducto.

**2) a 4)**

...

1) Identifican peligros o condiciones que amenacen la integridad del sistema.

**2) a 6)****Características de un método efectivo de evaluación del riesgo**

...

a) Atributos. Debe contener una metodología definida y estar estructurado de tal manera que se realice un análisis del riesgo objetivo, preciso y completo. Algunos métodos del riesgo requieren una estructura más rígida (y considerablemente más cantidad de datos). Los métodos basados en el conocimiento son menos rigurosos para aplicar y requieren más participación de expertos en la materia. Todos éstos deben seguir una estructura establecida y considerar las ocho categorías de peligros y consecuencias.

**b) a c)**

d) Capacidad Predictiva. Debe identificar peligros que no se hayan considerado previamente y utilizar datos de varias inspecciones para estimar el riesgo que representan dichos peligros. También debe utilizar tendencias donde los resultados de inspecciones y evaluaciones se conecten en el tiempo para predecir condiciones futuras.

**e) a k)****ANEXO C CUESTIONARIO PARA SELECCIÓN DE MÉTODO PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO**

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

...

**TRANSITORIO**

**Único.** La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los sesenta días naturales después de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, D.F., a 2 de junio de dos mil catorce.- La Subsecretaria de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, en su carácter de Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, María de Lourdes Melgar Palacios.- Rúbrica.

