

DOF: 07/04/2010

NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-027-SESH-2010, ADMINISTRACION DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

MARIO GABRIEL BUDEBO, Subsecretario de Hidrocarburos y con el carácter de Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 26 y 33 fracciones I, XII, XIX y XXV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 38, fracción II, 40 fracciones XIII y XVIII, 41, 44, 47 fracción IV, 68, 70, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1o., 2o., 3o., 4o., 5o., 9o., 10, 11, 15, 15 bis, 15 Ter y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 3, 4, 21, 30, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51 y 52 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 3, fracción III, 10, fracciones XXII, XXIII, XXVI y XXIX, y 21, fracciones I, III, XIV y XVI, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía y

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que, al tenor del artículo 33, fracciones I, II y III, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, corresponde a la Secretaría de Energía establecer y conducir la política energética del país; ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos; así como conducir y supervisar la actividad de las entidades paraestatales sectorizadas en la Secretaría.

SEGUNDO. Que de conformidad con el artículo 33, fracciones XII y XIX, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, corresponde a la Secretaría de Energía regular y, en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre producción, comercialización, compraventa, condiciones de calidad, suministro de energía, seguridad industrial y demás aspectos que promuevan la modernización, eficiencia y desarrollo del sector, así como controlar, supervisar y vigilar su debido cumplimiento.

TERCERO. Que en cumplimiento de lo previsto en el artículo 46, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, aprobó el proyecto de la presente Norma Oficial Mexicana.

CUARTO. Que con fecha nueve de abril del año dos mil nueve, en cumplimiento del Acuerdo del Comité y lo previsto en el artículo 47, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-027-SESH-2009, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, a efecto de que dentro de los siguientes sesenta días naturales posteriores a dicha publicación, los interesados presentaran sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos.

QUINTO. Que con fecha veintiséis de octubre del año dos mil nueve se publicó, en el Diario Oficial de la Federación, la respuesta a los comentarios recibidos respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-027-SESH-2009, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

Por lo expuesto, se considera que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 44, 45, 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-027-SESH-2010, ADMINISTRACION DE LA INTEGRIDAD DE

DUCTOS DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Aprobada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos, en su Primera Sesión Extraordinaria del ejercicio 2010, la cual tuvo verificativo el día veintinueve de enero del año dos mil diez.

CONTENIDO

Actualmente se cuenta con una extensa red de ductos terrestres y marinos para la recolección y transporte de hidrocarburos, en la República Mexicana.

Dadas las condiciones de la industria del transporte por ducto, se anticipa un crecimiento significativo de esta infraestructura, por lo que es necesario contar con normatividad que regule la Administración de Integridad en aquellos tramos o segmentos de ductos identificados como prioritarios, en términos de sus niveles de riesgo y ubicación con respecto a las áreas de altas consecuencias, tanto de población, como ambientales e industriales.

Un programa de Administración de Integridad proporciona información del estado en el que se encuentran los ductos, ya que toma en cuenta su integridad, seguridad y operación, a través del monitoreo de indicadores que facilitan el cumplimiento de un ciclo de mejora continua.

La Administración de Integridad permite implementar de manera eficiente y óptima acciones de prevención, detección y mitigación del riesgo, que resultan en mayor seguridad y reducción de incidentes. En la Figura 1 se muestran los elementos que conforman este proceso.

Esta norma 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.

Como primer paso de la Administración de Integridad se tiene la recopilación, integración y validación de información, para la conformación de las bases de datos de los ductos. En este documento se indican los peligros potenciales y amenazas a que pueden estar sujetos los sistemas de ductos. Posteriormente, se proporciona la descripción de las actividades de recopilación, revisión e integración de información, que servirá de base para determinar las condiciones del ducto, con los peligros correspondientes para cada tramo.

Asimismo, describe los métodos aceptados y reconocidos para la evaluación de riesgo en ductos, con base en el cálculo de la probabilidad de falla y consecuencias de falla, que al ser combinados proporcionan un valor total de riesgo.

La evaluación de riesgo es un proceso de análisis, mediante el cual el operador de un ducto determina los eventos que pueden llegar a: impactar su integridad, provocar desviaciones en la operación o vulnerar la seguridad.

Mediante los resultados de la evaluación de riesgo se puede optimizar la atención a los ductos, dando prioridad a aquellos tramos o segmentos que presentan niveles de riesgo alto.

La evaluación de riesgo e identificación del origen del mismo, son elementos que sustentan la evaluación de integridad de los ductos, que puede ser solventada a través de técnicas de inspección, que van desde la inspección visual, hasta el uso de equipos instrumentados. La norma incluye de manera detallada las técnicas y métodos de inspección disponibles para los sistemas de ductos.

De lo anterior se derivan las acciones o actividades requeridas para reparar, mitigar, prevenir y detectar condiciones que pueden alterar la integridad y seguridad de los ductos.

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 de riesgo, de sistemas de ductos de recolección y transporte.

Esta norma no es un manual técnico o una guía, por lo que debe ser aplicada apoyándose en las mejores prácticas de ingeniería de la industria del transporte de hidrocarburos y considerando siempre la seguridad de las instalaciones.

INDICE

CAPITULO

0. Objetivo
1. Alcance

2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Identificación de peligros potenciales
6. Recopilación, revisión e integración de datos
 - 6.1 Recopilación y revisión de datos
 - 6.2 Integración de datos
7. Evaluación de riesgo
 - 7.1 Métodos de evaluación del riesgo
 - 7.2 Probabilidad de falla
 - 7.3 Consecuencias de falla
 - 7.4 Riesgo
 - 7.5 Validación y jerarquización de riesgos
 - 7.6 Intervalo de evaluación del riesgo
8. Evaluación de integridad
 - 8.1 Metodologías
 - 8.1.1 Inspección interna
 - 8.1.2 Prueba hidrostática
 - 8.1.3 Evaluación Directa
 - 8.1.4 Otras metodologías
 - 8.2 Caracterización
 - 8.3 Evaluación
 - 8.4 Documentación entregable
9. Respuesta a la evaluación de la integridad
 - 9.1 Respuesta inmediata
 - 9.2 Respuesta programada
 - 9.3 Métodos de reparación
 - 9.4 Estrategias de prevención
 - 9.5 Opciones de prevención
 - 9.6 Intervalo de evaluación de la integridad
10. Procedimiento de evaluación de la conformidad
11. Plazos para el cumplimiento de esta norma
12. Observancia de esta norma
13. Concordancia con otras normas
14. Bibliografía
15. Anexos

ANEXO A Información Mínima Requerida para cada Peligro Potencial

ANEXO B Métodos de Evaluación del Riesgo

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, 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.

1. Alcance

Esta norma incluye la identificación de peligros potenciales, 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.

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 de 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), 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.

3. Referencias

NRF-030-PEMEX-2006 Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos

4. Definiciones

Administración de integridad. Proceso que incluye la inspección de los sistemas de transporte de hidrocarburos, evaluación de las indicaciones obtenidas de las inspecciones, caracterización de las indicaciones, evaluación de los resultados de la caracterización, clasificación por defecto y severidad y la determinación de la integridad del ducto mediante técnicas de análisis.

Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC). Forma de ataque ambiental al metal, habiendo interacción entre un fluido corrosivo y un esfuerzo de tensión en el tubo, lo cual produce la formación y crecimiento de grietas.

Amenaza o peligro potencial. Condiciones Ambientales, condiciones del ducto o factores externos que tienen un potencial para producir efectos dañinos a la integridad del ducto o sus accesorios.

Caracterización de indicaciones. Combinación de técnicas de inspección directa, incluyendo inspección visual, inspección con pruebas no destructivas y dimensionamiento para definir el tipo de defecto o daño y su criticidad.

Corrosión microbiológica (MIC). Corrosión o deterioro del metal resultante de la actividad metabólica de microorganismos.

Daños por terceros. Daño a un ducto por personas ajenas a las actividades de operación del ducto.

Defecto. Indicación de magnitud suficiente para ser rechazada como resultado de la evaluación por los procedimientos de evaluación que apliquen.

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

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

Delimitado por la brida aguas arriba de la válvula de derivación de la acometida de envío y la brida aguas abajo de la válvula de derivación de la acometida de recibo.

Ducto de recolección. Es el ducto que colecta aceite y/o gas y agua de los pozos productores para su envío a una batería o estación de separación.

Ducto de transporte. Es el ducto que conduce hidrocarburos o sus derivados en una fase o multifases, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión y almacenamiento. Incluye los ductos entre refinerías y terminales de almacenamiento y distribución.

Ducto en operación. Es el ducto que conduce hidrocarburos o sus derivados y se encuentra operando a una determinada presión interna e incluye aquellos ductos que contienen hidrocarburos o sus derivados y se encuentran fuera de operación temporal.

Indicación. Discontinuidad o irregularidad detectada por la inspección no destructiva. Puede o no ser un defecto.

Integridad. Conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de los sistemas de transporte de hidrocarburos y sus derivados. Cubre desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento.

Mitigación. Limitar o reducir la probabilidad de ocurrencia o consecuencia esperada para un evento particular.

Peligro. Condición con el potencial para causar consecuencias indeseables.

Reparación definitiva. Reforzamiento o reemplazo de una sección de tubería conteniendo defecto(s) o daño(s).

Reparación provisional. Acción de colocar dispositivos como abrazaderas de fábrica o hechizas atornilladas en la sección de tubería que contiene un daño o defecto y que debe ser reparada en forma definitiva.

Riesgo. Combinación de la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de un evento.

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

5. Identificación de peligros potenciales

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

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

1.- Corrosión externa. Debe incluir la originada por influencia microbiológica (MIC), en caso de existir evidencia de la presencia de este fenómeno de corrosión.

2.- Corrosión interna. Debe incluir la originada por influencia microbiológica interna (MIC), en caso de existir evidencia de la presencia de este fenómeno de corrosión.

3.- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC).

4.- Defectos de fabricación. Se deben considerar los defectos en la costura y en el metal base.

5.- Construcción. Incluir los defectos en la soldadura circunferencial, alineamiento y doblez por flexión o pandeo, daños en el recubrimiento, conexiones, dobleces, abolladuras, rasgadas, o la combinación de éstos.

6.- Equipo. Se refiere a dispositivos diferentes a la tubería y a sus componentes. Debe incluir actuadores, válvulas de seccionamiento y aislamiento, trampas de diablos y todo accesorio que se encuentre dentro de los límites de las figuras 2 y 3.

7.- Daños por terceros. Se deben incluir aquellos daños que provocan una falla.

8.- Operaciones incorrectas. Se deben considerar las operaciones incorrectas como resultado de procedimientos de operación incorrectos, seguir procedimientos equivocadamente o no aplicar los procedimientos establecidos o la inexistencia de procedimientos para actividades críticas o peligrosas. También se consideran operaciones incorrectas aquellas operaciones no deseadas o no ordenadas en actuadores u otros componentes automáticos o controlados a distancia.

9.- Clima y fuerzas externas. Se deben incluir tormentas eléctricas, lluvia o inundaciones, huracanes, sismos, erosión y deslaves o movimiento del lecho marino.

La tabla 1 indica las categorías y peligros potenciales que se deben considerar como mínimo, tanto para ductos terrestres como para ductos marinos.

Debe considerarse la posible interacción entre dos o más peligros potenciales presentes en algún segmento del ducto.

Para efecto de realizar la evaluación del riesgo y de la integridad, así como tomar medidas de mitigación, los peligros potenciales deben agruparse de acuerdo a los factores de tiempo y modos de falla de la siguiente manera:

- a) Dependientes del tiempo
 - 1. Corrosión externa
 - 2. Corrosión interna
 - 3. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)
- b) Estables
 - 1. Defectos de fabricación
 - i. Costura defectuosa
 - ii. Metal base defectuoso
 - 2. Soldadura/construcción
 - i. Soldadura circunferencial o de fabricación defectuosa
 - ii. Doble por flexión o pandeo
 - iii. Falla por alineamiento
- 3. Equipo
 - i. Falla del empaque tipo O
 - ii. Instrumentación
- c) Independientes del tiempo
 - 1. Daños por terceros
 - i. Daño ocasionado por terceros (falla instantánea/inmediata)
 - ii. Tubería previamente dañada (modo de falla retardado)
 - iii. Vandalismo
 - iv. Impacto de objetos arrojados sobre el ducto
 - 2. Procedimientos de operación incorrectos o no aplicados
 - 3. Clima y fuerzas externas
 - i. Tormentas eléctricas
 - ii. Viento, tormentas o inundaciones
 - iii. Sismos
 - iv. Deslaves
 - v. Huracanes
 - vi. Erosión

vii. Deslizamiento del lecho marino o del ducto

Tabla 1. Categorías y Peligros potenciales

No.	CATEGORIA	PELIGRO POTENCIAL
1	Corrosión externa	Corrosión exterior
2	Corrosión interna	Corrosión interior
3	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés)	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés)
4	Defectos de fabricación	Costura defectuosa
		Metal Base defectuoso
5	Construcción	Soldadura circunferencial defectuosa
		Falla por alineamiento
		Doblez por flexión o pandeo
6	Equipo	Falla de los empaques o anillos tipo O
		Componente rayado o roto
		Mal funcionamiento del equipo de control o relevo
		Falla del sello/bomba
7	Daño por terceros	Falla instantánea/inmediata
		Modo de falla retardado
		Vandalismo
		Impacto de objetos arrojados sobre el ducto
8	Operaciones incorrectas	Procedimientos de operación incorrectos o no aplicados
9	Clima y fuerzas externas	Tormentas eléctricas
		Viento, tormentas o inundaciones
		Sismos
		Deslaves
		Huracanes
		Erosión
		Deslizamiento del lecho marino o del ducto

6. Recopilación, revisión e integración de datos

Se debe recopilar, revisar, integrar y analizar la información relevante para conocer la condición del ducto, identificar las localizaciones específicas que representan un riesgo y entender las consecuencias que un incidente tendría con relación a la población, al medio ambiente y al negocio.

El operador o dueño del ducto debe llevar un registro estadístico de todos los incidentes que se presenten durante la operación del ducto, como son: ubicación física del evento, causa de evento, producto 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

Se debe recopilar información sobre la operación, mantenimiento, celaje, diseño, historial de operación y fallas, así como también de las condiciones o acciones que contribuyan al crecimiento de los defectos (por ejemplo deficiencias en la protección catódica), que reduzcan la resistencia del ducto (por ejemplo mala calidad de la soldadura de campo) o relacionadas con defectos nuevos (por ejemplo maquinaria trabajando sobre el derecho de vía). Asimismo, es necesaria la información relacionada con las técnicas de mitigación empleadas y los procesos y procedimientos del sistema.

La tabla 2 muestra un resumen de la información que se podrá utilizar para realizar la evaluación del riesgo. La tabla 3 indica los documentos típicos que contienen dicha información. La información que se puede considerar a juicio del grupo de evaluación, para cada peligro potencial se muestra en el Anexo A.

Tabla 2. Información requerida para la evaluación del riesgo

TIPO	INFORMACION
	Espesor de pared
	Diámetro
	Tipo de costura y factor de junta
Diseño	Fabricante
	Fecha de fabricación
	Propiedades mecánicas del material
	Propiedades del equipo
	Año de instalación
	Método de doblado
	Método de unión o acoplamiento, resultados del proceso de unión o acoplamiento y de inspección de la unión o acoplamiento.
	Profundidad de enterrado
	Cruces/encamisados
Construcción	Prueba hidrostática
	Método de recubrimiento de campo
	Tipo de suelo, relleno
	Reportes de inspección
	Protección catódica
	Tipo de recubrimiento
	Servicio
	Volumen transportado
	Presiones de operación máxima y mínima normales
	Historial de fugas/fallas
	Condición del recubrimiento
	Funcionamiento de la protección catódica
	Temperatura de operación máxima y mínima
Operación y mantenimiento	Reportes de inspección
	Monitoreo de la corrosión externa e interna
	Fluctuaciones en la presión

	Funcionamiento del equipo
	Contacto con otros ductos (derivaciones)
	Reparaciones
	Vandalismo
	Fuerzas externas
	Reporte de incidentes
	Pruebas hidrostáticas
	Inspecciones internas mediante equipos instrumentados
	Inspecciones con equipos de medición geométrica interior
	Inspecciones mediante otras tecnologías
Inspección	Inspecciones puntuales
	Inspecciones de la protección catódica
	Inspecciones de la condición del recubrimiento
	Auditorías y revisiones

Tabla 3. Documentos típicos para la evaluación del riesgo

DOCUMENTO
Diagramas de tubería e instrumentación (DTI)
Planos de alineamiento de datos
Registros originales del constructor/inspector
Fotografías aéreas
Planos/mapas y reportes de la instalación
Planos "Como quedó construido"
Certificados de materiales
Planos/Reportes de reconocimiento del derecho de vía
Reportes sobre las condiciones de seguridad
Especificaciones/estándares del operador
Especificaciones/estándares de la industria
Procedimientos de operación y mantenimiento
Planes de respuesta a emergencias
Registros de inspección
Registros/reportes de pruebas
Datos del riesgo e incidentes
Registros de reparación y mantenimiento
Reportes de incidentes e historia de operación
Registros de cumplimiento y regulatorios
Reportes de diseño/ingeniería
Evaluaciones técnicas

Información de fabricación del equipo
Análisis de riesgo en la fase de diseño, sólo para ductos nuevos

Se deben realizar visitas a las diferentes áreas que pudieran tener la información requerida, de tal manera que se obtengan los datos disponibles y su formato y determinar si existen deficiencias, en cuyo caso se deben planear y dar prioridad a las acciones necesarias para complementar la información. La no disponibilidad de datos no debe ser una justificación para excluir de la evaluación del riesgo ciertos peligros potenciales. Si durante el análisis del riesgo se detecta la necesidad de información que no está disponible, se debe informar al grupo de evaluación y éste discutirá la necesidad y urgencia de recolectar dicha información o de prescindir de la misma. Dependiendo de la importancia de la información, deben efectuarse inspecciones y mediciones de campo adicionales.

Se debe utilizar toda la información disponible del ducto, evitando hacer generalizaciones de la información.

Se debe elaborar un plan para la recopilación y revisión de la información para verificar la calidad y consistencia de los datos. 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.

Se debe revisar la vigencia de la información para su aplicabilidad en el modelo de evaluación del riesgo. La información relacionada con peligros potenciales dependientes del tiempo, tales como corrosión o agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC), debe analizarse para definir su utilización en función de la fecha de recolección. En el caso de peligros potenciales estables y no dependientes del tiempo, toda la información histórica es aplicable independientemente del año de recolección.

La información obtenida de varias fuentes y que se encuentre en múltiples estándares de referencia, debe trasladarse a un sistema de referencia consistente y común para que las características de los datos puedan ser alineadas para la observación de eventos y localizaciones coincidentes.

6.2. Integración de datos

El proceso de integración de datos debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

1. Almacenar toda la información disponible, incluidas inspecciones internas y externas.
2. Permitir llevar un registro de cambios y actualizaciones.
3. Los datos obtenidos de diferentes fuentes deben revisarse de manera cruzada (por ejemplo un segmento que contenga una abolladura puede adicionalmente estar corroído, lo cual incrementa la severidad de la abolladura).
4. Combinar la información entre los resultados de inspección interna y los resultados de inspección con otras técnicas.
5. La información debe integrarse de tal manera que se pueda clasificar y procesar de acuerdo a las necesidades propias del segmento.
6. Tener la capacidad de integrar documentos, fotografías, videos, planos, etc., de tal manera que se disponga de una visualización de la localización de las anomalías.
7. La integración de módulos de evaluación de defectos que permitan la clasificación y jerarquización de anomalías basadas en el cálculo de la presión máxima permisible de operación (PMPO) o presión máxima de operación (PMO) y el tiempo de vida remanente (TVR).
8. Jerarquizar anomalías en base a información combinada (por ejemplo un tramo con corrosión en conjunto con una ranura).
9. Reconocimiento e identificación de datos necesarios para facilitar el proceso de evaluación del riesgo.

Se debe analizar de una manera estructurada la información para determinar si un peligro potencial en particular es aplicable al segmento de interés de acuerdo a la Tabla 2. Conforme se tenga más información disponible, se deben ratificar los peligros potenciales identificados previamente.

La integración de la información también puede realizarse de manera manual o gráfica. De forma manual sobreponiendo áreas circulares sobre fotografías aéreas para representar zonas de impacto potencial. De manera gráfica se pueden utilizar los sistemas de administración de la información (MIS) o de información geográfica (GIS) para establecer gráficamente la localización de un peligro potencial particular. Dependiendo del método que se utilice, se pueden cubrir áreas locales o segmentos más amplios.

El proceso de integración de la información debe servir también para definir las medidas de mitigación a llevarse a cabo, en caso de requerirse.

Toda la información una vez integrada debe almacenarse en un archivo electrónico.

7. Evaluación del riesgo

Se debe definir la información que se requiere y cómo puede utilizarse para maximizar la exactitud y efectividad de la evaluación del riesgo, para lo cual se deben considerar las características únicas de cada ducto y de su operación, con la finalidad de determinar el método de evaluación más adecuado.

El objetivo final de la evaluación del riesgo debe ser identificar y priorizar los riesgos en el sistema para determinar cómo, dónde y cuándo asignar recursos de mitigación del riesgo para mejorar la integridad del sistema.

La evaluación del riesgo en ductos debe cumplir con los siguientes objetivos:

- a) Jerarquización de ductos o segmentos y elementos críticos de una instalación para programar evaluaciones de integridad y acciones de mitigación.
- b) Evaluación de los beneficios derivados de acciones de mitigación
- c) Determinación de las medidas de mitigación más efectivas para los peligros identificados

- d) Evaluación del impacto en la integridad debido a modificaciones en los intervalos de inspección.
- e) Evaluación del uso o necesidad de metodologías alternas de inspección
- f) Asignación efectiva de recursos.

7.1. Métodos de evaluación del riesgo

Los métodos de evaluación del riesgo, deben usarse en conjunto con 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. Para asegurar actualizaciones regulares se deben incorporar al proceso de evaluación del riesgo los planos del ducto, ingeniería y reportes de campo existentes e incorporar procesos adicionales como se requiera.

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

Se debe utilizar uno o más de los siguientes métodos de evaluación del riesgo consistentes con los objetivos del programa de administración de integridad: 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 evaluación 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 de los segmentos del ducto incluidos en el programa de administración de integridad para asegurar que se realicen evaluaciones o comparaciones equivalentes.

7.2. Probabilidad de falla

Una vez que se han identificado los eventos o serie de eventos que pueden causar incidentes 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.

La probabilidad de falla se puede estimar en términos cualitativos, cuantitativos o ambos y puede realizarse en diferentes niveles de detalle y complejidad, incluyendo los siguientes modelos, los cuales son aceptados por la industria:

- a) Basados en el conocimiento, en donde se utiliza la opinión de expertos para estimar la frecuencia de eventos basada en la experiencia de operadores, inspectores, etc.
- b) Basados en estadísticas, en donde se utiliza la información histórica sobre datos de falla.
- c) Basados en métodos analíticos, en donde se utilizan herramientas matemáticas para representar la distribución de probabilidades.

El operador debe documentar el proceso, herramientas y modelos utilizados mediante los cuales se obtuvieron las probabilidades de falla para dar cumplimiento al inciso 7.1.

7.3. Consecuencias de falla

El análisis de las consecuencias de falla debe estimar la severidad del impacto del incidente en la seguridad y salud de la población (seguridad), instalaciones y propiedades (financiero) y en el medio ambiente (ambiental).

Para su estimación se debe considerar como mínimo lo siguiente:

- a) Volumen y tipo de fluido derramado o liberado a la atmósfera.
- b) Trayectorias físicas y mecanismos de dispersión mediante los cuales el fluido puede alcanzar e impactar a la población o causar daño ambiental.
- c) Volumen de fluido que puede alcanzar a la población a través de dichas trayectorias físicas.
- d) El efecto que producirá el fluido derramado.
- e) Densidad de población.
- f) Proximidad de la población al ducto (incluyendo la consideración de barreras naturales o construidas que puedan ofrecer un cierto nivel de protección).
- g) Proximidad de poblaciones con movilidad limitada o inválidos (hospitales, escuelas, guarderías, asilos, prisiones, áreas recreativas), particularmente en áreas sin protección exterior.
- h) Daños a propiedades.
- i) Daños ambientales.
- j) Efectos de nubes de gas no inflamadas.
- k) Seguridad en el suministro (impactos resultantes de la interrupción de servicios).
- l) Necesidades y comodidad del público.
- m) Potencial de fallas secundarias.

El operador debe documentar el proceso, herramientas y modelos utilizados mediante los cuales se obtuvieron las consecuencias de falla para dar cumplimiento al inciso 7.1.

7.4. Riesgo

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

Riesgo = $P_i \times C_i$ para un solo peligro

$$\text{Riesgo} = \sum_{i=1}^{i=9} (P_i \times C_i)$$

para las categorías de peligros 1 a 9

Riesgo total del segmento = $P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2 + \dots + P_9 \times C_9$

Donde

P = Probabilidad de falla

C = Consecuencias de la falla

1 a 9 = categoría de peligro de falla (ver capítulo 7)

El método utilizado para el análisis del riesgo debe considerar las nueve categorías de peligros o individualmente los 24 peligros para el sistema de ductos.

Como resultado de la evaluación del riesgo se debe generar un perfil del riesgo o una representación conjunta del riesgo total del ducto o segmento y sus instalaciones asociadas. Dicho perfil debe permitir 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.

Se podrán utilizar métodos alternativos para evaluación del riesgo siempre y cuando se apoyen en prácticas consistentes de la industria.

7.5. Validación y jerarquización de riesgos

Se debe realizar una revisión de los datos y resultados mediante la conformación de un equipo multidisciplinario que realice una revisión cruzada del ducto o segmentos que incluya personal con habilidad y conocimientos basados en experiencia, para asegurar que la metodología empleada para la evaluación del riesgo proporciona resultados consistentes con los objetivos de la evaluación.

Debe realizarse la validación de los resultados del análisis del riesgo para asegurar que el método usado ha producido resultados utilizables y que son consistentes con la experiencia del operador y la industria. Si como resultado del mantenimiento u otras actividades, se encuentran áreas que no están representadas con exactitud en el proceso de evaluación del riesgo, se requiere una re-evaluación y modificación del proceso de evaluación del riesgo. Un proceso de validación del riesgo debe identificarse y documentarse en el programa de administración de integridad.

La validación de los resultados del riesgo puede efectuarse de cualquiera de las siguientes maneras:

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) A través de una revisión de datos y resultados de la evaluación de riesgos por un individuo conocedor y experimentado, o preferentemente, por un equipo multidisciplinario integrado por personal con habilidades y conocimientos basados en la experiencia del sistema de ductos o segmentos a ser revisado.

Una vez que el método de evaluación del riesgo y el proceso han sido validados se deben jerarquizar los riesgos. Un primer paso en la jerarquización es 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 del riesgo más alto debe dársele la prioridad mayor cuando se decide dónde implementar la evaluación de integridad o acciones de mitigación. El operador también debe evaluar factores del riesgo que causan los niveles más altos del riesgo en segmentos particulares. Estos factores pueden aplicarse para ayudar a seleccionar, jerarquizar y programar puntos para tomar acciones de inspección como una prueba hidrostática, inspección en línea o evaluación directa. Por ejemplo, comparando todos los segmentos de un ducto, un segmento puede clasificarse extremadamente alto para un solo peligro, pero clasificarse mucho más bajo considerando todos los peligros combinados. La resolución oportuna del segmento con el peligro único más alto puede ser más adecuado que la resolución del segmento más alto con todos los peligros combinados.

El operador debe entregar los resultados del riesgo con una clasificación de prioridad de atención alta, media o baja, o con valores numéricos. 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. Para la jerarquización se debe tomar en cuenta la importancia del ducto y los requerimientos de producción.

7.6. Intervalo de evaluación del riesgo

La evaluación del riesgo debe efectuarse como máximo cada cinco años o cuando exista cualquiera de las situaciones siguientes: antes de que se realicen cambios que afecten la integridad del ducto o producto de una investigación de accidente mayor. Esta valoración incluirá los resultados de las evaluaciones iniciales de integridad y evaluaciones subsecuentes, así como las decisiones sobre acciones correctivas, preventivas y de mitigación.

8. Evaluación de integridad

Se debe realizar la evaluación de integridad con base en las prioridades determinadas en la evaluación del riesgo, para lo cual se pueden utilizar las siguientes metodologías dependiendo de los peligros potenciales a los cuales el ducto es susceptible:

- Inspección interna
- Prueba hidrostática
- Evaluación Directa
- Otras metodologías

Con base en los peligros potenciales a los que esté expuesto el ducto, puede requerirse más de un método de evaluación de integridad, siendo responsabilidad del propietario del ducto, elaborar el plan de evaluación de la integridad.

Para determinar el método de inspección, realizar los trabajos de campo y evaluar la integridad del ducto, se debe recopilar como mínimo la siguiente información, además de los resultados de la evaluación del riesgo:

- a) Planos.
- b) Condiciones de operación.
- c) Registros de inspecciones previas.
- d) Resultados de evaluaciones anteriores de integridad.
- e) Registros de reparaciones realizadas.

8.1. Metodologías

8.1.1. Inspección Interna

Esta metodología de inspección puede ser utilizada para localizar y caracterizar de manera preliminar las siguientes indicaciones en toda la longitud del ducto:

- a) Pérdida de material base de la tubería, interna o externa localizada
- b) Pérdida de material base de la tubería, interna o externa generalizada
- c) Grietas
- d) Abolladuras
- e) Laminaciones
- f) Defectos de fabricación en el tubo
- g) Instalaciones superficiales y sus accesorios
- h) Presencia de contactos metálicos

La detección de estas indicaciones depende de la tecnología a emplear así como de las limitaciones y desarrollo tecnológico de la misma.

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 4). Este listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías en desarrollo.

- a) Flujo magnético: Equipo de resolución estándar.
- b) Flujo magnético: Equipo de alta resolución
- c) Flujo magnético: Equipo de flujo transversal.
- d) Ultrasonido: Haz recto
- e) Ultrasonido: Haz angular
- f) Equipo geómetra
- g) Equipo de geoposicionamiento o geoposicionador

8.1.2. Prueba Hidrostática.

Se puede optar por conducir una prueba hidrostática 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) Pérdida total de material base de la tubería, interna o externa localizada.
- b) Pérdida total de material base de la tubería, interna o externa generalizada.
- c) Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC).
- d) Defectos de fabricación (costura o metal base defectuoso).
- e) Soldadura circunferencial defectuosa.

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

Los medios de prueba aceptables, los equipos mínimos necesarios y demás requisitos adicionales en la realización de la prueba hidrostática del ducto, deben cumplir los criterios establecidos en la norma de referencia NRF-030-PEMEX-2006.

8.1.3. Evaluación Directa.

Esta metodología puede ser empleada para evaluar por segmentos de ductos, la actividad de los siguientes fenómenos de corrosión:

- a)** Corrosión externa del ducto (ECDA).
- b)** Corrosión interna del ducto (ICDA).
- c)** Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCCDA)

La evaluación directa es un proceso estructurado que integra los resultados de las mediciones en campo con las características físicas e historial de operación del ducto o segmento y que consiste en las siguientes cuatro etapas:

- a)** Evaluación previa
- b)** Inspección indirecta
- c)** Inspección directa
- d)** Evaluación posterior

La primera etapa del proceso es la evaluación previa, en la cual se debe recopilar información para caracterizar el ducto y determinar si el proceso de evaluación directa es aplicable. Una vez determinado que el proceso es aplicable, se debe iniciar 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. Finalmente se debe realizar una evaluación posterior, en la cual se valida y evalúa el proceso y se elabora el informe de evaluación de la integridad del ducto.

Evaluación Directa Confirmatoria (CDA). La Evaluación Directa Confirmatoria (CDA) se debe utilizar para identificar daños debidos únicamente a corrosión externa (ECDA) e interna (ICDA).

La evaluación directa de la corrosión externa (ECDA) se debe realizar conforme a los criterios indicados anteriormente, con las siguientes excepciones:

- El método CDA para corrosión externa considera sólo una herramienta de evaluación indirecta.
- En la etapa de la inspección directa se deben realizar excavaciones para todas las indicaciones que requieren respuesta inmediata.
- En la etapa de la inspección directa se debe realizar por lo menos una excavación, en una indicación de alto riesgo que requiere respuesta programada.

La evaluación directa de la corrosión interna (ICDA) se debe realizar conforme a los criterios indicados anteriormente.

8.1.4. Otras metodologías

Métodos y tecnologías alternativas para la evaluación de la integridad de ductos pueden ser utilizadas cuando se tenga certeza de que los resultados proporcionados con respecto a la condición del ducto, son equiparables con los obtenidos con las metodologías descritas en los incisos 8.1.1 a 8.1.3 además de ser aprobadas por la industria y apoyadas en prácticas reconocidas de ingeniería.

8.2. Caracterización

Se debe efectuar la caracterización de las indicaciones más severas reportadas por los métodos recomendados, utilizando las técnicas de inspección indicadas en la sección 9.1 de esta norma.

8.3. Evaluación

Se debe efectuar la evaluación para determinar si se requiere de acciones de mitigación, preponderar dichas acciones, establecer intervalos de re-evaluación de la integridad, además de evaluar la efectividad del método y confirmar las suposiciones originales.

8.4. Documentación entregable

Se deben documentar los resultados de la evaluación de la integridad, incluyendo como mínimo la siguiente información:

- a)** Fecha de la inspección o prueba.
- b)** Nombre de la Compañía y del personal que desarrolló los trabajos de inspección y/o prueba.

- c) Identificación del equipo.
- d) Descripción del trabajo desarrollado.
- e) Resultados de la inspección y/o prueba.
- f) Reporte de la caracterización de indicaciones.
- g) Reporte técnico de la evaluación y límites de aceptación o criterios.
- h) Etapas requeridas y que se seguirán para corregir las deficiencias encontradas fuera de los límites aceptables.

Tabla 4. 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 MARCACIONES
	FLUJO MAGNETICO		ULTRASONIDO (Haz Recto)	ULTRASONIDO (Haz Angular)	FLUJO TRANVERSAL	
	RESOLUCION ESTANDAR	ALTA RESOLUCION				
PERDIDA DE METAL (CORROSION)	Detecta1 y Dimensiona2 no discrimina ID/OD	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	N
Corrosión externa	No Detecta	No Detecta3	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	
Corrosión interna						
Corrosión externa axial delgada	No Detecta	No Detecta3	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	N
AGRIETAMIENTO Y DEFECTOS TIPO GRIETA (Axial)	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta1 y Dimensiona2	Detecta1 y Dimensiona2	N
Por corrosión bajo esfuerzos (SCC)						
Por Fatiga						
Imperfecciones en soldadura longitudinal						
Fusión incompleta / Falta de fusión						
Grietas en la línea de fusión						
AGRIETAMIENTO CIRCUNFERENCIAL	No Detecta	Detecta4 y Dimensiona4	No Detecta	Detecta1 y Dimensiona2 si es modificado5	No Detecta	N
ABOLLADURAS CURVATURAS CON ARRUGAS	Detecta6	Detección6 y Dimensionamiento no confiable		Detección6 y Dimensionamiento no confiable		D D
APLASTAMIENTO	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial					D D
RALLADURA ENTALLADURA	Detecta1 y Dimensiona2					N
LAMINACION INCLUSION	Detección limitada	Detección limitada	Detecta y Dimensiona2	Detecta y Dimensiona2	Detección limitada	N

REPARACIONES PREVIAS	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	N
ANOMALIAS RELACIONADAS CON FABRICACION	Detección limitada	Detección limitada	Detecta	Detecta	Detección limitada	N
CURVATURAS	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	D D 9
OVALIDAD	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	D D 8
COORDENADAS DEL DUCTO	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	N
NOTAS: 1.- Limitado por la profundidad, longitud y ancho de los defectos detectables mínimos 2.- Definido por la exactitud del dimensionamiento especificado del equipo. 3.- Si el ancho es más pequeño que el ancho mínimo detectable por el equipo. 4.- Probabilidad Reducida de la Detección (POD) para grietas estrechas. 5.- Transductores rotados a 90°				6.- Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño 7.- Dependiendo de la configuración del equipo, 8.- Si está equipado para medición de la ovalidad 9.- Si está equipado para medición de curvaturas		

9. Respuesta a la evaluación de la integridad

Se deben tomar acciones de respuesta y mitigación de acuerdo a un programa de prioridades basado en los resultados de la evaluación del riesgo y en la severidad de las indicaciones encontradas durante la inspección. La respuesta a la evaluación de la integridad debe contener lo siguiente:

- a) Tiempos de respuesta a las indicaciones obtenidas de la inspección.
- b) Actividades de reparación para remediar o eliminar una condición insegura.
- c) Acciones preventivas para eliminar o reducir un peligro.
- d) Frecuencias de inspección.

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 9 de esta norma.

Las respuestas deben clasificarse en los siguientes dos grupos:

1. 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. 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.

9.1. Respuesta inmediata

Se debe dar una respuesta inmediata a aquellos defectos que una vez caracterizados y evaluados se considere que pudieran causar fugas o rupturas inmediatas o en el corto plazo debido a su efecto en la resistencia del material.

Una vez caracterizado y evaluado, cualquier defecto que requiera reparación o remoción debe ser atendido inmediatamente y debe disminuirse la presión de operación a una condición segura hasta que se hayan efectuado todos los trabajos de reparación definitiva. La reparación se debe efectuar conforme el inciso 9.3.

9.2. Respuesta programada

Las indicaciones que requieren respuesta programada son aquellas que pueden crecer a una dimensión crítica antes de la siguiente evaluación de integridad.

Se debe elaborar el programa de seguimiento de dichas indicaciones para caracterizarlas y evaluarlas en función de su tasa de crecimiento, durante el periodo comprendido entre dos evaluaciones. Si se determina que dichas indicaciones han crecido a dimensiones críticas, éstas deben repararse de manera inmediata. La reparación se debe efectuar conforme el inciso 9.3.

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 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 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 no mayor de 30 días.

Se deben incluir los procedimientos de reparación en el programa de administración de integridad.

Tabla 5. Métodos de reparación definitivos⁷

Anomalías	ESTRATEGIAS PRIMARIAS DE REPARACION ¹				
	Depósito de	Camisas Tipo A	Camisas Tipo B	Envolvente No	Hot Tap

		soldadura2			Metálica	
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	SI3	SI3	SI4	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	NO3	SI3	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	SI3	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	SI3	NO	SI
Fugas, Fisuras, Quemaduras de arco eléctrico, defectos de fabricación y defectos en soldaduras ¹⁰	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	NO8
	Codo	NO	NO	SI3	NO	NO8
Abolladura con concentración de esfuerzos	Soldadura Longitudinal	NO	SI5,6	SI6	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI5,6	SI6	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI5,6	SI6	NO	SI9
	Codo	NO	SI3,5,6	SI3,6	NO	SI9
Abolladura Plana	Soldadura Longitudinal	NO	SI5	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI5	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI5	SI	NO	SI9
	Codo	NO	SI3,5	SI3	NO	SI9

Observaciones:

- 1.- El reemplazo de la sección de la tubería que contiene el defecto o anomalía siempre es una reparación efectiva.
- 2.- El depósito de soldadura requiere un espesor mínimo de la pared calculado, considerando la penetración del electrodo más el espesor resultante debido a la presión máxima de operación, de estudios de ingeniería y de un procedimiento calificado de soldadura.
- 3.- Las camisas metálicas para codos o curvas pueden ser del tipo atornilladas o bipartidas, su instalación requiere de un estudio de ingeniería y soldadas mediante un procedimiento calificado.
- 4.- Se requiere utilizar personal calificado y procedimientos aprobados para la instalación de camisas no metálicas en codos, curvas y tubería recta.
- 5.- Debe emplearse un epóxico incompresible para llenar el espacio anular entre la camisa y el tubo que contiene la abolladura.
- 6.- El daño mecánico localizado en la abolladura deberá removerse por desbaste, previo a la instalación de la camisa, no debe desbastarse más del 10% del espesor de pared. En caso de desbastes mayores al 10%, se requiere de un espesor mínimo de pared calculado de acuerdo a la presión máxima de operación, de estudios de ingeniería y de un procedimiento calificado.
- 7.- Otros métodos de reparación pueden ser utilizados, siempre y cuando se presenten y tengan datos basados en una práctica precisa de ingeniería.

8.- Las fisuras que no presenten fugas pueden ser removidas y retiradas mediante Hot Tap.

9.- Si la abolladura es completa puede ser removida.

10.- Las quemaduras por arco eléctrico y los defectos de la soldadura circunferencial pueden ser reparados desbastando el defecto si es superficial y/o empleado envoltentes tipo A o B tan largas como la reparación sea requerida, basándose en pruebas y análisis de ingeniería.

9.4. Estrategias de prevención

Deben tomarse medidas adicionales a las mencionadas en los párrafos anteriores, para prevenir una falla en el ducto y mitigar las consecuencias de falla en áreas de alta consecuencia, para lo cual se debe realizar un nuevo análisis del riesgo del ducto donde se evalúe la probabilidad de una fuga en el mismo y su posible afectación a las áreas de alta consecuencia, con la finalidad de identificar las medidas adicionales para estas áreas y mejorar la seguridad pública. Esta determinación debe considerar todos los factores del riesgo relevantes, incluyendo pero no limitando a los siguientes:

- a) Terreno circundante al segmento del ducto, incluyendo sistema de drenaje tales como arroyos, riachuelos u otros canales fluviales más pequeños que puedan conducir hacia el área de alta consecuencia.
- b) Perfil de elevación del ducto.
- c) Características del producto transportado.
- d) Cantidad de producto que puede ser derramado.
- e) Posibilidad de derrame en campos de cultivo.
- f) Condición de la soportería del segmento de ducto.
- g) Exposición del ducto a una presión de operación que exceda la presión máxima de operación establecida.

Las estrategias de prevención deben basarse en la recopilación de información, identificación de los peligros potenciales y evaluación de riesgos. Las estrategias de prevención (incluidos los intervalos) deben considerar la identificación de los peligros potenciales (dependientes del tiempo, estables e independientes del tiempo) para asegurar que se utilicen métodos de prevención efectivos.

9.5. Opciones de prevención

El programa de administración de integridad debe incluir las actividades necesarias para prevenir y minimizar las consecuencias de una fuga. Las acciones de prevención pueden identificarse durante la operación normal del ducto, la evaluación del riesgo, la implementación del plan de inspección o durante la reparación.

El programa de administración de integridad debe considerar como actividades de prevención 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. Verificación de indicaciones

Se deben considerar las acciones de prevención/detección indicadas en la tabla 6 para cada uno de los peligros potenciales.

9.6. Intervalo de evaluación de la integridad

Los intervalos para la evaluación de la integridad de ductos que transportan hidrocarburos 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 potenciales que afecten al segmento

de ducto.

- El periodo entre evaluaciones de integridad por cualquier método no podrá ser mayor de 10 años.

Tabla 6. Métodos aceptables de prevención/detección

Prevención/detección	Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros			
	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	I
Prevención/Detección																
Celaje Aéreo	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	X	X	X	X
Celaje a pie	X	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	X	X	X	X
Inspección visual/mecánica	---	---	---	---	---	X	---	---	X	X	X	X	---	---	---	X
Llamadas al teléfono de emergencia	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X
Auditorías de conformidad	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Especificaciones de diseño	X	X	X	---	---	X	X	X	X	X	X	X	---	---	---	---
Especificaciones de materiales	---	---	---	X	X	X	---	---	X	X	X	X	---	---	---	---
Inspección de fabricación	---	---	---	X	X	X	---	---	---	---	X	X	---	X	---	---
Inspección de transporte	---	---	---	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---
Inspección de construcción	---	---	X	X	---	X	X	X	X	X	X	X	---	X	---	---
Prueba hidrostática	---	---	---	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
Capacitación del operador	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Incremento de señalamientos	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	X
Monitoreo de deformaciones	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Protección externa	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X
Mantenimiento del derecho de vía	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	X
Incremento en espesor de	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X

Pared																	
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	---	---
Mediciones de deformaciones con diablo instrumentado	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Reducción en tensión externa	---	---	X	---	---	---	X	X	---	---	---	X	---	---	---	---	---

Tabla 6. Métodos aceptables de prevención/detección (continuación)

Prevención, detección y métodos de reparación	Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros			
	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO
Reubicación de ductos	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	X	---
Rehabilitación	X	X	X	---	---	---	X	X	---	---	---	---	---	X	---	---
Reparación de recubrimiento	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Incremento en profundidad enterrado	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	X	---	X	X
Reducción de temperatura de operación	---	---	X	---	---	---	---	---	X	---	---	X	---	---	---	---
Reducción de humedad	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Inyector de inhibidores/biocidas	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Instalación de protección térmica	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Nota: Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6.

CE = Corrosión externa

DTFI = Daño por terceros, falla

inmediata

CI = Corrosión interna

DPT = Daño previo por

terceros

SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos

V = Vandalismo

C = Defectos en la costura

IO = Impacto de objetos

arrojados sobre el ducto

MB = Defectos en el metal base

OI = Operaciones incorrectas

SCL	= Soldadura	circunferencial o longitudinal	TE	= Tormentas
eléctricas				
FA	= Falla por	alineamiento	VTI	= Viento, tormentas o
inundaciones				
DFP	= Doble	flexión o pandeo	SI	= Sismos
E	= Fallas en los	empaques	D	= Deslaves
RTR	= Roscado/tubería	rota	H	= Huracanes

VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo ER = Erosión
S = Falla del sello/bomba 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 de evaluación de la conformidad

La evaluación de la conformidad de la presente norma se realizará de acuerdo a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, además de lo siguiente:

10.1. El procedimiento de verificación se llevará a cabo por las Unidades de Verificación (UV's) acreditadas y aprobadas y en ausencia de éstas, la visita de verificación se realizará por parte de la Secretaría de Energía. En caso de que existan UV's acreditadas y aprobadas para la presente Norma, la verificación se realizará exclusivamente a través de las mismas.

10.2. Las convocatorias para la aprobación de las UV's serán publicadas por la Secretaría de Energía en el Diario Oficial de la Federación.

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

10.4. El responsable del cumplimiento de la norma podrá acudir a la Secretaría de Energía para conocer los listados de las UV's acreditadas y aprobadas, en caso de existir, y los documentos y requisitos necesarios para su solicitud.

10.5. El responsable del cumplimiento de la norma deberá entregar en la UV elegida o, en ausencia de UV's acreditadas y aprobadas, en las oficinas de la autoridad competente, el formato de solicitud de verificación del cumplimiento debidamente llenado.

10.6. La UV o la autoridad competente según corresponda, fijará la fecha para la visita de verificación dentro de los treinta días hábiles siguientes, notificándolo al interesado por escrito.

10.7. La verificación deberá realizarse por ducto completo, tomando en cuenta la o las etapas que se estén desarrollando al momento de la misma, conforme al programa establecido en el capítulo 12.

10.8. Durante la visita de verificación, la UV o la autoridad competente comprobarán el cumplimiento de las disposiciones de la presente norma, de acuerdo a lo siguiente:

10.8.1. Identificación de peligros potenciales

- (a) Verificar que fueron identificados los peligros potenciales indicados en la tabla 1.
- (b) En caso de que no se hayan incluido todos los peligros potenciales, verificar la existencia de la justificación y su soporte documental.
- (c) Verificar que los peligros potenciales sean consistentes, por ejemplo:
 - Que la información obtenida sea similar a la de un ducto que se encuentra en las mismas condiciones dentro del mismo derecho de vía, cuando aplique.
 - Que el peligro identificado corresponda con la ubicación del ducto.

10.8.2. Verificar la recopilación, revisión e integración de datos

- (a) Verificar que para cada peligro potencial identificado se haya recopilado por lo menos la información indicada en el anexo A.
- (b) Verificar que la integración de datos se realice conforme a lo indicado en el inciso 7.2 de esta norma.
- (c) Verificar la confiabilidad de los datos respecto a su soporte documental fuente.

10.8.3. Evaluación del riesgo

- (a) Verificar que se hayan tomado en cuenta cualquiera de los métodos de evaluación recomendados y el cuestionario del anexo C.

- (b) Verificar el procedimiento que se siguió para la obtención de las probabilidades de falla.
- (c) Verificar el procedimiento que se siguió para la obtención de las consecuencias de falla.
- (d) Verificar que se obtuvieron los valores del riesgo para todos los peligros potenciales 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 jerarquización del riesgo, y que para ésta se haya tomado en cuenta la importancia del ducto y su volumen de transporte de hidrocarburos.

10.8.4. 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 inciso 8.1.
- (c) Verificar la documentación entregable indicada en el inciso 8.4

10.8.5. 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 5 del inciso 9.3.

11. Plazos para el cumplimiento de esta norma

11.1. Elaborar un Plan de Administración de Integridad de Ductos de Transporte considerando lo siguiente:

- a) Las actividades referentes a identificación de peligros potenciales (capítulo 5), recopilación, revisión e integración de datos (capítulo 6) y evaluación del riesgo (capítulo 7), deben realizarse dentro de un periodo de veinticuatro meses, de acuerdo al siguiente programa:
 1. 20% del total de la longitud de sus ductos en seis meses después de la entrada en vigencia de la presente norma.
 2. 60% del total de la longitud de sus ductos en quince meses después de la entrada en vigencia de la presente norma.
 3. 100% del total de la longitud de sus ductos en veinticuatro meses después de la entrada en vigencia de la presente norma.
- b) Las actividades referentes a la evaluación de integridad (capítulo 8) y a la respuesta a la evaluación de integridad (capítulo 9), deben realizarse de acuerdo al siguiente programa:
 1. 20% del total de la longitud de sus ductos en cuatro años.
 2. 60% del total de la longitud de sus ductos en ocho años.
 3. 100% del total de la longitud de sus ductos en doce años.

11.2. Elaborar un Plan de Administración de Integridad de Ductos de Recolección considerando lo siguiente:

- a) Las actividades referentes a identificación de peligros potenciales (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 dieciocho meses después de la entrada en vigencia de la presente norma.
 - 2 60% del total de la longitud de sus ductos en treinta meses después de la entrada en vigencia de

la presente norma.

- 3 100% del total de la longitud de sus ductos en sesenta meses después de la entrada en vigencia de la presente norma.
- b) Las actividades referentes a la evaluación de integridad (capítulo 8) y a la respuesta a la evaluación de integridad (capítulo 9), deben realizarse de acuerdo al siguiente programa:
 - 1 20% del total de la longitud de sus ductos en cinco años.
 - 2 60% del total de la longitud de sus ductos en diez años.
 - 3 100% del total de la longitud de sus ductos en veinte años.

12. Observancia de esta norma

La vigilancia del cumplimiento de la presente norma corresponde a la Secretaría de Energía.

Las violaciones a la misma se sancionarán en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, su Reglamento y demás ordenamientos jurídicos aplicables.

13. Concordancia con otras normas

Esta norma de referencia 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 STANDARD 1160	Administración de la integridad de los sistemas de ductos de líquidos peligrosos. Primera edición, noviembre / 2001.	(Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines). First edition, November / 2001.
API-RP-1110- 1997	Presión de prueba para ductos de petróleo líquidos. 1997.	(Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines). 1997
ASME B31.8S	Administración de la integridad de sistemas de ductos de gas. 2004.	(Managing System Integrity of Gas Pipeline, 2004).
DOT Ley 49 CFR Parte 192. Subparte O.	Transporte de gas natural y otros gases por ducto: Standard de Seguridad Federal mínimo. Administración de integridad de ductos. Departamento de transporte. 2005.	(Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standard. Pipeline Integrity Management. Department of Transportation). 2005.
DOT Ley 49 CFR Parte 195.452	Transporte por ducto de líquidos peligrosos. Administración de integridad de ductos. Departamento de transporte. 2005.	(Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline. Pipeline Integrity Management. Department of Transportation). 2005.
NACE Standard RP0102-2002	Inspección interna de ductos	(In-Line Inspection of Pipelines). 2002.
NACE Standard RP0204-2004	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos. Metodología para evaluación directa. 2004.	(Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology). 2004.
NACE Standard RP0502- 2002	Corrosión externa de ductos. Metodología para evaluación directa. 2002.	(Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology). 2002.

15. Anexos

ANEXO A

INFORMACION PARA LA IDENTIFICACION DE PELIGROS POTENCIALES

PELIGRO POTENCIAL	INFORMACION
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) 4. Tipo de costura 5. Factor de junta 6. Historial de presión de operación
5. Construcción	1. Material del ducto 2. Identificación de doblez 3. Identificación del acoplamiento 4. Reforzamiento del acoplamiento posterior a la construcción 5. Procedimientos de soldadura 6. Reforzamiento de la soldadura circunferencial posterior a la construcción 7. Información de pruebas no destructivas en soldaduras 8. Información de pruebas hidrostáticas 9. Reportes de inspección puntual del ducto 10. Fuerzas externas potenciales 11. Propiedades del suelo (esfuerzo cortante, ángulo de fricción interna, etc.) y profundidad de enterrado para dobleces 12. Rangos máximos de temperatura para dobleces 13. Radio de curvatura y ángulo de cambio para dobleces 14. Historial de presión de operación y presión de operación esperada, incluyendo ciclos significativos de presión y mecanismo de fatiga

6. Equipo	1. Año de instalación de equipos que fallaron 2. Información de falla de válvulas reguladoras 3. Información de falla de válvulas de alivio 4. Información de falla de empaques de bridas 5. Punto de ajuste de la válvula reguladora fuera de tolerancia 6. Punto de ajuste de la válvula de alivio fuera de tolerancia 7. Información de falla de anillos tipo O 8. Información de sello/empaque
7. Daños por terceros	1. Incidentes de vandalismo 2. Reportes de inspecciones puntuales del ducto donde la tubería ha sido golpeada. 3. Reportes de fugas producto de daños inmediatos 4. Incidentes relacionados con daños previos 5. Resultados de inspección interna para abolladuras y muescas en la mitad superior del ducto 6. Registros de avisos 7. Registros de invasiones
8. Operaciones incorrectas	1. Información de la revisión del procedimiento 2. Información de auditorías 3. Fallas causadas por operaciones incorrectas
9. Clima y fuerzas externas	1. Método de junta (acoplamiento mecánico, soldadura de acetileno, soldadura de arco) 2. Topografía y condiciones del suelo (pendientes inestables, cruces con cuerpos de agua, proximidad de agua, susceptibilidad a licuefacción del suelo) 3. Falla tectónica 4. Perfil de la aceleración del suelo cerca de zonas de fallas (mayores a aceleraciones de 0.2 gravedad) 5. Profundidad de la línea de congelamiento 6. Año de instalación 7. Diámetro, espesor de pared y grado de la tubería (esfuerzos incluyendo cargas externas, los esfuerzos totales no deben exceder del 100% del SMYS) 8. Información oceanográfica y meteorológica de la presencia de huracanes.

ANEXO B METODOS DE EVALUACION DEL RIESGO

Los métodos de evaluación del riesgo aceptables por esta norma se describen a continuación:

- 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 potencial como para sus consecuencias. Los expertos deben analizar cada segmento del ducto.

- 2) Evaluación Relativa.- Basado en el conocimiento detallado de un ducto específico y en una mayor cantidad de datos, este método desarrolla modelos del riesgo dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del ducto. Identifican y evalúan los mayores peligros y consecuencias relevantes que el ducto ha tenido en el pasado. Se considera un modelo del riesgo relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos del mismo modelo. Este método es más complejo y requiere datos más específicos que el método de evaluación de expertos.
- 3) Modelos Basados en Escenarios.- Este método genera la descripción de un evento, o series de eventos, que conduce a la falla y evalúa tanto la probabilidad de falla como sus consecuencias. Incluye la construcción de árboles de eventos, árboles de decisión y/o árboles de falla.
- 4) Modelos Probabilísticos.- Este método es el más complejo y el que requiere de mayor cantidad de datos. Combina matemáticamente las frecuencias de eventos o series de eventos para determinar la frecuencia de un incidente. Los resultados que se obtienen se comparan con las probabilidades del riesgo aceptables establecidas por el operador.

Los métodos anteriores tienen las siguientes características comunes:

- 1) Identifican peligros potenciales o condiciones que amenacen la integridad del sistema.
- 2) Determinan la probabilidad de falla y las consecuencias.
- 3) Permiten clasificar el riesgo e identificar peligros específicos que tienen una mayor influencia en el riesgo.
- 4) Son la base de la evaluación de integridad y medidas de mitigación.

- 5) Permiten la retroalimentación de datos.
- 6) Permiten la actualización continua para re-evaluaciones del riesgo.

Características de un método efectivo de evaluación del Riesgo.

Las siguientes características contribuyen a la efectividad de un método 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 nueve categorías de peligros y consecuencias.
- b) Recursos. Debe asignarse personal capacitado y el tiempo necesario para la implementación del método seleccionado, así como para las futuras consideraciones.
- c) Historia Operativa/Mitigación. Debe considerar la frecuencia y consecuencias de eventos pasados. Preferentemente deben usarse estadísticas del propio sistema de ductos o sistemas similares. Sin embargo, cuando no se tenga suficiente información pueden usarse estadísticas de la industria. Adicionalmente, el método de evaluación del riesgo debe tomar en cuenta cualquier acción correctiva o de mitigación que se haya realizado previamente.
- d) Capacidad Predictiva. Debe identificar peligros potenciales 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) Confianza de Resultados. Cualquier dato usado en un proceso de evaluación del riesgo debe verificarse y revisarse su exactitud. Datos inexactos producen resultados del riesgo menos precisos. Para datos cuestionables o faltantes, se deben determinar y documentar los valores que se usarán y la razón por la que fueron elegidos.
- f) Retroalimentación. Una de las características más importantes es la retroalimentación. Los métodos de evaluación del riesgo no deben considerarse como herramientas estáticas sino como procesos continuos de mejora. La retroalimentación efectiva es un componente esencial del proceso en la validación continua del modelo del riesgo. Adicionalmente, el modelo debe ser adaptable y cambiante para considerar nuevos peligros.
- g) Documentación. El proceso de evaluación del riesgo debe documentarse completa y cuidadosamente para tener el respaldo y justificación técnica de los métodos y procedimientos utilizados y su impacto en las decisiones basadas en el riesgo estimado. Los cambios o modificaciones durante el proceso deben documentarse.
- h) Determinaciones "Que pasa si". El modelo debe permitir el desarrollo de la estructura "qué pasa si", la cual permite cambios en el tiempo y reduce los riesgos por acciones de mantenimiento y remediación.

- i) Ponderación de Factores. Todos los peligros y consecuencias considerados en el proceso de evaluación del riesgo relativo no deben tener el mismo nivel de influencia en la estimación del riesgo. Por lo tanto, se debe incluir una serie estructurada de factores ponderados que indiquen el valor de cada componente tanto de la probabilidad de falla como de las consecuencias. Estos factores pueden basarse en la experiencia operacional, opiniones de expertos o experiencia de la industria.
- j) Estructura. Cualquier proceso de evaluación del riesgo debe tener como mínimo la habilidad de comparar y clasificar los resultados para respaldar el proceso de decisión de los programas de administración de integridad. También debe comparar y evaluar diferentes tipos de datos, estableciendo los peligros o factores que influyen más en el resultado. El proceso de evaluación del riesgo debe ser estructurado, documentado y verificable.
- k) Segmentación. La longitud de un segmento de tubería debe definirse tomando en cuenta la ubicación de las trampas de diablos u otras instalaciones superficiales, los atributos del ducto y el medio ambiente, de tal manera que se faciliten las acciones necesarias en caso de requerirse atención inmediata. La longitud puede variar desde varios metros hasta kilómetros.

ANEXO C CUESTIONARIO PARA SELECCION DE METODO DE EVALUACION DEL RIESGO

La evaluación del riesgo es un proceso analítico muy importante de un programa de administración de la integridad. Independientemente del método utilizado para evaluar el riesgo, se debe responder las siguientes preguntas básicas:

- ¿Qué tipo de eventos y/o condiciones pueden llevar a una pérdida de la integridad del ducto?
- ¿Cuál es la probabilidad de que esos eventos y/o condiciones ocurran?
- ¿Cuál es la naturaleza o severidad de las consecuencias si ocurren esos eventos y/o condiciones?
- ¿Qué riesgos están presentes en general para esos eventos y/o condiciones?

Se debe responder a las siguientes preguntas clave durante la selección de un método adecuado para la evaluación del riesgo:

- ¿Qué decisiones de administración se realizarán con base en los resultados de la evaluación del riesgo?
- ¿Qué resultados específicos se requieren de la evaluación del riesgo para fundamentar el proceso de toma de decisiones?
- ¿Qué nivel de compromiso y recursos (internos y externos) se requiere para una implementación satisfactoria?
- ¿Qué tan rápido se requiere que los resultados se encuentren disponibles?

Durante la selección o aplicación de un método de evaluación del riesgo, se deben considerar las siguientes preguntas:

- ¿El alcance del método abarca causas significativas de falla y riesgos a lo largo del ducto? Si no es así, ¿Cómo pueden evaluarse e integrarse en el futuro los riesgos que no son incluidos en el

método?

- ¿Todos los datos serán evaluados como realmente se presentan a lo largo del ducto? (Los datos deben tener una localización específica para que los efectos adicionales de las diversas variables del riesgo puedan determinarse). ¿Puede alterarse la resolución del análisis (estación por estación, kilómetro por kilómetro) dependiendo de las necesidades de evaluación?
- ¿Cuál es la estructura lógica de las variables que son evaluadas para proporcionar los resultados cuantitativos? ¿Está asegurada la recolección sencilla de datos y mantenimiento?
- ¿El método de evaluación del riesgo utiliza ponderaciones numéricas y otros factores empíricos para obtener los valores del riesgo y demás resultados? ¿Dichas ponderaciones se basan en la experiencia operacional del sistema, del operador o de la industria?
- ¿Las variables básicas de entrada del método requieren datos que se encuentran disponibles? ¿El sistema de datos y los procedimientos de actualización de la información proporcionan un soporte eficaz para aplicar efectivamente el método? ¿Cuál es el proceso para actualizar los datos de la evaluación del riesgo para reflejar cambios en las condiciones del ducto? ¿Cómo se realiza la validación de datos de entrada?
- ¿El resultado de la evaluación del riesgo proporciona un soporte adecuado para la justificación técnica de decisiones basadas en riesgo? ¿Los resultados de la evaluación son adecuados para justificar técnicamente las decisiones tomadas?
- ¿El método permite un análisis de los efectos que tendrán las incertidumbres en los datos, la estructura y los valores de los parámetros sobre los resultados y las decisiones tomadas? ¿Qué análisis de sensibilidad o incertidumbre es realizado por el método de evaluación del riesgo?

TRANSITORIOS

Unico. 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 veintinueve de enero de dos mil diez.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Hidrocarburos y Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, **Mario Gabriel Budebo**.- Rúbrica.