

**DOF: 31/10/2017****PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.****Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.**

CARLOS SALVADOR DE REGULES RUIZ-FUNES, Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con fundamento en el artículo Transitorio Décimo Noveno, segundo párrafo, del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 20 de diciembre de 2013 y en lo dispuesto por los artículos 1o., 2o., 3o., fracción XI, incisos c), d), e) y f), 5o., fracciones III, IV, y XXX, 6o., fracción I, incisos a) y d), 27 y 31, fracciones II, IV y VIII, y el Transitorio Quinto de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 1o., 95 y 129 de la Ley de Hidrocarburos; 1o., 2o., fracción I, 17 y 26 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1o., y 4o., de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1o., 38, fracciones II, y IX, 40, fracciones I, III, XIII, XVII y XVIII, 41, 43, 47, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1o., 28, 34, del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1o., fracción II, 2o., fracción XXXI, inciso d) y segundo párrafo, 5o., fracción I, 8o., fracción III, 41, 42, 43, fracción VIII, y 45 BIS del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y 1o., 2o., y 3o., fracciones I, V, VIII, XX y XLVII del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, y

**CONSIDERANDO**

Que el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, en cuyo artículo Transitorio Décimo Noveno se establece como mandato al Congreso de la Unión realizar adecuaciones al marco jurídico para crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, como órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría del ramo en materia de Medio Ambiente, con autonomía técnica y de gestión; con atribuciones para regular y supervisar, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, las instalaciones y actividades del Sector Hidrocarburos, incluyendo las actividades de Desmantelamiento y Abandono de instalaciones, así como el Control Integral de Residuos.

Que el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de Hidrocarburos cuyo artículo 95 establece que la industria del Sector Hidrocarburos, es de exclusiva jurisdicción federal, por lo que en consecuencia, únicamente el Gobierno Federal puede dictar las disposiciones técnicas, reglamentarias y de regulación en la materia, incluyendo aquellas relacionadas con el desarrollo sustentable, el equilibrio ecológico y la protección al medio ambiente en el desarrollo de la referida industria.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 129 de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos emitir la regulación y la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa, así como de protección al medio ambiente en la industria de Hidrocarburos, a fin de promover, aprovechar y desarrollar de manera sustentable las actividades de dicha industria y aportar los elementos técnicos para el diseño y la definición de la política pública en materia energética, de protección al medio ambiente y recursos naturales.

Que el 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Que el 31 de octubre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en el que se detalla el conjunto de facultades que debe ejercer esta Agencia.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 38, fracción II, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1o. de julio de 1992, corresponde a las dependencias según su ámbito de competencia, expedir Normas Oficiales Mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones y determinar su fecha de entrada en vigor.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 40 fracciones I y XIII de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las Normas Oficiales Mexicanas tienen entre otra finalidad la de señalar las características y/o especificaciones que deban reunir los productos y procesos cuando éstos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana, animal, vegetal, el medio ambiente general y laboral, o para la preservación de recursos naturales, las características y/o especificaciones que deben reunir los equipos, materiales, dispositivos e instalaciones industriales, comerciales, de servicios y domésticas para fines sanitarios, acuícolas, agrícolas, pecuarios, ecológicos, de comunicaciones, de seguridad o de calidad y particularmente cuando sean peligrosos. El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana tiene como objetivo establecer los requisitos que se deben cumplir para la Administración de la Integridad del Ducto, Segmento o sección de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, durante su ciclo de vida; con la finalidad de mantener la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la protección al medio ambiente.

Que actualmente se cuenta con una extensa red de Ductos terrestres y marinos para la recolección y Transporte de Hidrocarburos en la República Mexicana, lo que hace necesario, para poder operar de forma correcta, que se cuente con un sistema de Administración de la integridad.

Que se anticipa un crecimiento significativo del Transporte por Ducto, por lo que es necesario contar con normatividad que regule la Administración de la integridad en aquellos segmentos o secciones de Ductos identificados como de atención alta, media y baja, en términos de sus niveles de riesgo y ubicación con respecto a las áreas de altas consecuencias, tanto de población, como ambientales e industriales.

Que un programa de Administración de la 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.

Que el 7 de abril de 2010, fue publicada en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

Que derivado de la Reforma Constitucional en materia de Energía y el artículo Transitorio Quinto de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, fue transferida a la Agencia, ya que contiene elementos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente competencia de esta Autoridad.

Que dicha Norma Oficial Mexicana, fue inscrita a través del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, para su modificación en el Programa Nacional de Normalización, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 3 de febrero de 2017.

Que el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, cancela y sustituye a la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 7 de abril de 2010.

Que el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana fue presentado con su Manifestación de Impacto Regulatorio y aprobado por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y protección al medio ambiente del Sector Hidrocarburos en su Séptima Sesión Extraordinaria celebrada el día 9 de octubre de 2017, para su publicación como Proyecto ya que cumplió con todos y cada uno de los requisitos necesarios para someterse al periodo de consulta pública.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se publica en el Diario Oficial de la Federación, con carácter de Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, con el fin de que dentro de los 60 días naturales siguientes a su publicación, los interesados presenten sus comentarios ante el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

sito en Av. 5 de mayo No. 290, Colonia San Lorenzo Tlaltenango, C.P. 11210, Delegación Miguel Hidalgo, Ciudad de México (Parque Bicentenario), México o bien, al correo electrónico: david.hernandez@asea.gob.mx.

Que, durante el plazo aludido en el párrafo anterior, la Manifestación de Impacto Regulatorio correspondiente estará a disposición del público en general para su consulta en el domicilio señalado, de conformidad con el artículo 45 del citado ordenamiento.

Ciudad de México, a los doce días del mes de octubre de dos mil diecisiete.- El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, **Carlos Salvador de Regules Ruiz-Funes**.- Rúbrica.

En virtud de lo antes expuesto, se tiene a bien expedir el presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

**PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-009-ASEA-2017, ADMINISTRACIÓN DE LA  
INTEGRIDAD DE DUCTOS DE RECOLECCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE  
HIDROCARBUROS, PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS**

**ÍNDICE DEL CONTENIDO**

1. Objetivo y campo de aplicación.
2. Referencias normativas.
3. Términos y definiciones.
4. Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos.
5. Análisis de Riesgo.
6. Inspección y Análisis de integridad.
7. Actividades de mantenimiento y Mitigación.
8. Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.
9. Vigilancia de esta Norma.
10. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.

## 11. Concordancia con otras Normas.

APÉNDICE NORMATIVO A. MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO.

APÉNDICE INFORMATIVO B. MATRIZ DE RIESGO.

APÉNDICE INFORMATIVO C. CLASIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO Y MITIGACIÓN.

APÉNDICE NORMATIVO D. COMPETENCIA DEL PERSONAL.

APÉNDICE NORMATIVO E. DIMENSIONES DE INDICACIONES DETECTADAS POR PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS (PND).

## 12. Bibliografía.

TRANSITORIOS.

**1. Objetivo y campo de aplicación.****1.1 Objetivo.**

Este Proyecto de Norma tiene por objeto establecer los requisitos que se deben cumplir para la Administración de la integridad del Ducto, Segmento o sección de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, durante su ciclo de vida; con la finalidad de mantener la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la protección al medio ambiente.

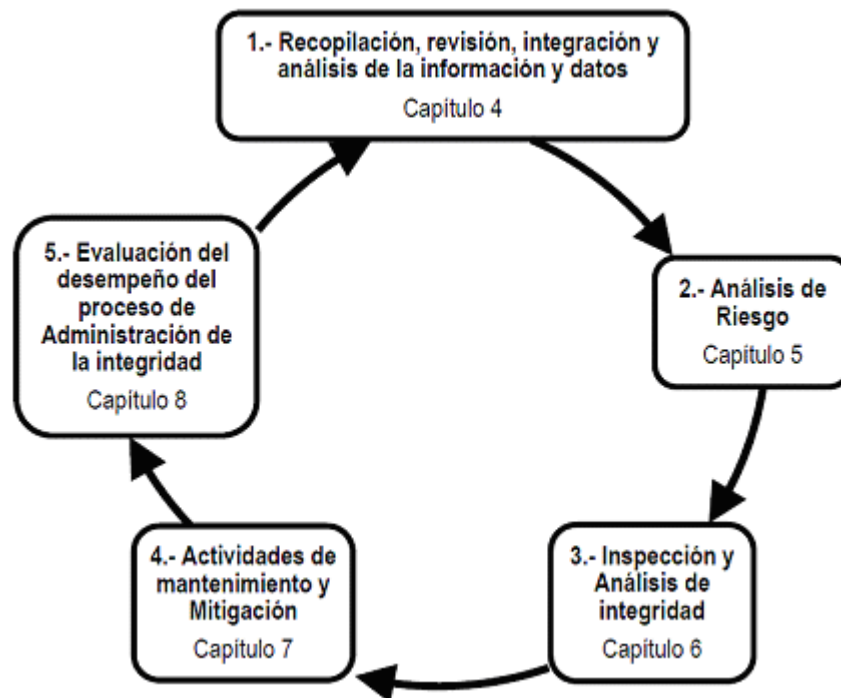
**1.2 Campo de aplicación.**

Este Proyecto de Norma es de aplicación general y de observancia obligatoria en todo el territorio nacional y define las etapas de recopilación, revisión, integración y análisis de datos, Análisis de Riesgo, inspección y Análisis de integridad, actividades de mantenimiento y Mitigación, así como evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad (ver Figura 1), de Ductos terrestres (ver Figura 2) y marinos (ver Figura 3), durante todo su ciclo de vida, para las actividades de:

- a) La recolección de Hidrocarburos;
- b) El Transporte de Petróleo, Gas Natural y Petrolíferos;
- c) El Transporte de Petroquímicos, cuyos Ductos estén vinculados al procesamiento de Gas Natural y a la Refinación del Petróleo, y
- d) La Distribución de Gas Natural y Petrolíferos.

Incluye Ductos fuera de operación (temporal o abandonado), así como Ductos empacados o inertizados.

**Figura. 1. Diagrama de flujo para la Administración de la integridad de Ductos**



**Figura 2. Alcance del Proyecto de Norma (Ductos Terrestres)**

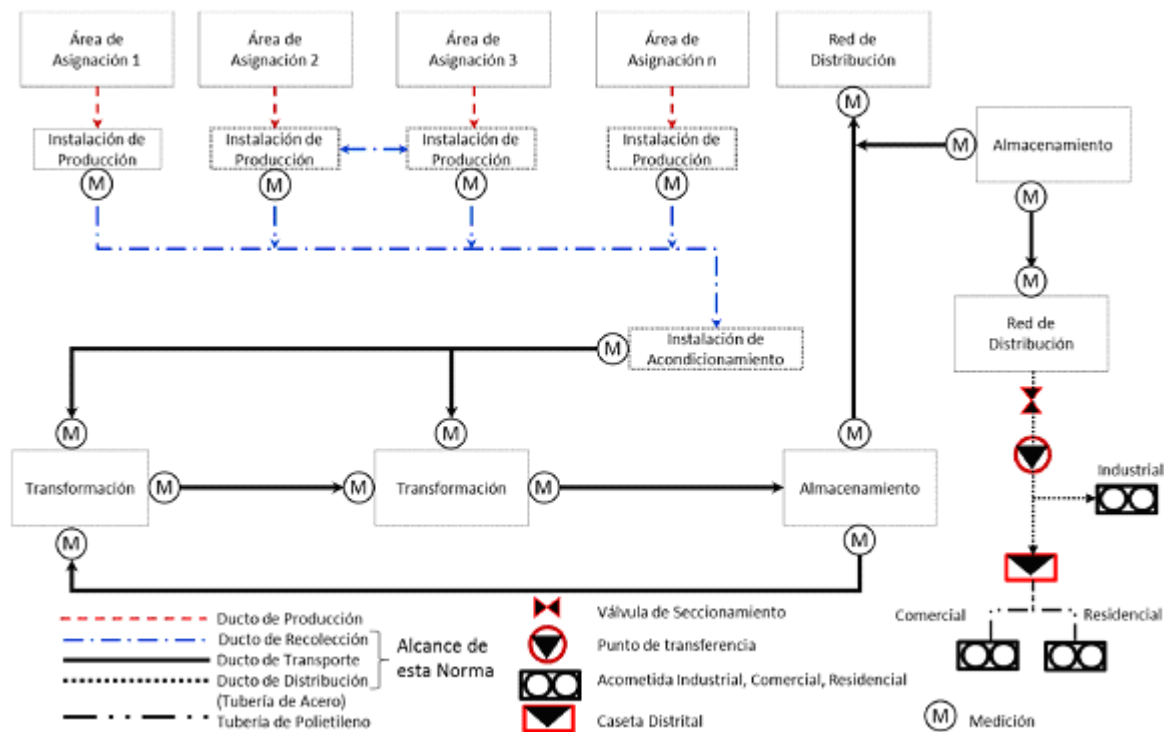
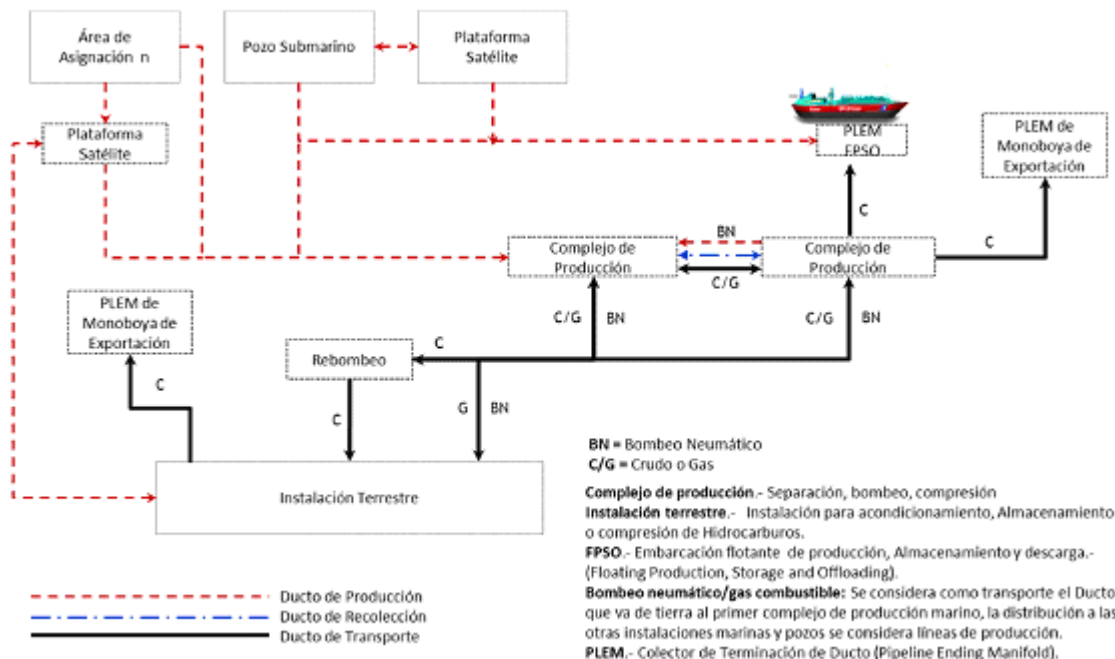


Figura 3. Alcance del Proyecto de Norma (Ductos Marinos)



**2. Referencias Normativas.**

Los siguientes documentos normativos o los que los sustituyan son indispensables para la aplicación de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

- NOM-008-SCFI-2002 Sistema General de Unidades de Medida, fecha de publicación en el Diario Oficial de la Federación 2002-11-27.
- ISO 2859-1-1999 Sampling procedures for inspection by attributes-Part 1: Sampling schemes indexed by acceptance quality limit (AQL) for lot-by-lot inspection.

**3. Términos y definiciones.**

Para efectos de la aplicación e interpretación de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se estará a los conceptos y definiciones previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y su Reglamento, en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento del Título Tercero, en la Ley Federal sobre

Metrología y Normalización y su Reglamento, Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, así como en las Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por la Agencia que sean aplicables y a las siguientes definiciones:

**3.1 Administración de la integridad.** Proceso de mejora continua que incluye la recopilación, revisión, integración y análisis de datos, análisis de Riesgo, inspección y Análisis de integridad, actividades de mantenimiento y Mitigación, así como evaluación del desempeño del proceso de Administración de integridad.

**3.2 Agrietamiento inducido por hidrógeno (AIH).** Agrietamiento contenido en el espesor que ocurre en aceros expuestos a ambientes que generan hidrógeno atómico, mediante la absorción y difusión de hidrógeno y su atrapamiento en sitios preferenciales. Puede manifestarse como ampollas o delaminaciones y puede evolucionar como grietas afloradas a la superficie o promover otros mecanismos de daño.

**3.3 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.

**3.4 Consecuencia de falla:** Resultado real o potencial de un Evento no deseado medido por sus efectos en las personas, en el medio ambiente, en la producción e instalaciones.

**3.5 Barrenar (Hot Tap).** Trabajo efectuado en un Ducto que contiene producto a presión que 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, o habilitar un dispositivo de acceso a su interior.

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

**3.7 Daños por terceros.** Daño a un Ducto producido o causado por personas ajenas a las actividades de operación del Ducto.

**3.8 Defecto.** Es una Indicación de un tipo o magnitud que excede los criterios de aceptación durante el Análisis de integridad.

**3.9 Ducto de producción.** Es el Ducto que conduce Hidrocarburos de una Instalación de producción a otra Instalación de producción, a un cabezal, a un Ducto de recolección u otra línea de producción. Incluye los Ductos que conducen gas desde las instalaciones o Ductos de recolección hacia los sistemas de producción o bombeo neumático con gas natural en pozos o Macroperas.

**3.10 Ducto de recolección.** Es el Ducto cuya función es conducir Hidrocarburos en estado líquido, gaseoso o ambos, de una o varias instalaciones de producción o de un punto de recolección, a una o varias instalaciones de recolección para su acondicionamiento, separación de Hidrocarburos o eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, o a un punto de entrega a un sistema de transporte.

**3.11 Ducto de transporte.** Es el Ducto que conduce Hidrocarburos o sus derivados en una fase, entre estaciones o plantas para su proceso, bombeo, compresión o almacenamiento. Incluye los Ductos entre refinerías y terminales de almacenamiento.

**3.12 Estimación del Riesgo.** Proceso mediante el cual se calcula el valor de Riesgo del Ducto, estimando las probabilidades de falla para los peligros aplicables y las consecuencias de esa falla como un producto.

**3.13 Evaluación de la integridad.** Proceso que incluye la inspección, verificación y Análisis de integridad para establecer los parámetros de severidad (PMOP, TMPO y TVR) del Ducto, Segmento o Sección, para operar dentro de condiciones seguras.

**3.14 Indicación.** Es la señal, respuesta o evidencia obtenida por la aplicación de una prueba no destructiva, generada por una alteración, imperfección o discontinuidad.

**3.15 Línea de flujo.** Es el Ducto que conduce Hidrocarburos desde los pozos productores o Macroperas hasta la primera Instalación de producción, a un Ducto de recolección u otra Línea de flujo.

**3.16 Macropera.** Localización o pera de perforación diseñada o acondicionada para la realización de las actividades de perforación o producción de dos o más pozos petroleros terrestres. Incluye la tubería de proceso que interconecta los pozos con los cabezales y demás infraestructura de producción.

**3.17 Mitigación.** Acción dirigida a reducir las consecuencias previstas de un Evento no deseado.

**3.18 Probabilidad de falla.** Indicador, posibilidad de que ocurra algún tipo de falla en un Ducto.

**3.19 Prueba pico.** Es una prueba de corta duración donde el nivel de presión se incrementa más allá del nivel que normalmente puede considerarse como adecuado, con el propósito de lograr un mayor nivel de confianza en la capacidad de servicio de la tubería o un intervalo mayor hasta la próxima evaluación que se lograría con el nivel normalmente adecuado de pruebas.

**3.20 Segmento.** Tramo de un Ducto que tiene las mismas características y especificaciones en función de su ubicación, clase de localización, servicio, PMO, presión interna de diseño, PMOP, y/o atributos particulares.

**3.21 Temperatura Máxima Permisible de Operación (TMPO).** Es la temperatura máxima a la cual un Ducto, Segmento o sección, puede ser operado de manera segura de acuerdo con lo determinado en el Análisis de integridad.

**3.22 Terminal de almacenamiento.** Instalación para el almacenamiento de petróleo y sus derivados constituida por tanques de almacenamiento de diversas capacidades que cuenta con circuitos de tuberías para la recepción y entrega de producto a las áreas de despacho.

**3.23 Tiempo de Vida Remanente (TVR).** Es el tiempo máximo en el cual un Ducto, Segmento o sección, puede ser operado de manera segura, sin que las indicaciones existentes, alcancen un tamaño crítico que produzca una condición de rechazo, de acuerdo con el Análisis de integridad.

#### 4. Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos.

##### 4.1 Recopilación, revisión, integración y análisis de datos.

La información y datos que se deben recopilar, revisar, integrar y analizar sobre los Ductos, son las relativas a las etapas y actividades de: Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento, así como las condiciones o acciones que reduzcan la resistencia del Ducto. Asimismo, es necesaria la información relacionada con las técnicas de Mitigación empleadas y los procesos y procedimientos del sistema de Ductos.

La Tabla 1 muestra un resumen de la información mínima que se requiere para realizar el Análisis de Riesgo e integridad. La Tabla 2 indica los documentos mínimos que contienen dicha información.

**Tabla 1. Información mínima para el Análisis de Riesgo e integridad del Ducto, Segmento o sección**

TIPO	INFORMACIÓN
Identificación	Nombre del Ducto.
	Origen (kilometraje).
	Destino (kilometraje).
Diseño	Longitud.
	Diámetro nominal.
	Espesor de pared.
	Especificación de material.
	Servicio de Diseño.
	Presión de Diseño.
	Temperatura de Diseño.
	Tipo de costura.
	Fecha de fabricación.
	Propiedades mecánicas del material.
	Protecciones del sistema de Ductos.
Construcción	Fecha de construcción.
	Método de unión o acoplamiento, resultados del proceso de unión o acoplamiento y de inspección de la unión o acoplamiento por parte de los Regulados.
	Profundidad de enterrado.
	Tipo de cruces.
	Constancia de pruebas de hermeticidad.
	Método de recubrimiento de campo.
	Tipo de suelo, material de relleno.
	Presión de Prueba de hermeticidad.
	Reportes de inspección a cargo de los Regulados.
	Protección catódica.
	Tipo de recubrimiento.
	Datos de seguridad Pre-arranque.
	Operación y mantenimiento
Propiedades físico-químicas del producto transportado.	
Volumen transportado.	
Historial de condiciones de operación.	
Fase del producto.	
Historial de fugas y derrames.	
Estado del recubrimiento.	
Monitoreo del sistema de protección catódica.	
Reporte de inspecciones internas mediante equipos instrumentados.	
Reporte de inspecciones con equipos de medición geométrica interior.	
Reporte de inspecciones mediante otras tecnologías.	
Reporte de inspecciones puntuales.	
Monitoreo de la Corrosión externa e interna.	

	Cruces o Paralelismo con otros Ductos.
	Historial de reparaciones.
	Vandalismo y Daños por terceros.
	Exposición a peligros /fenómenos naturales.
	Constancias de pruebas de hermeticidad y de presión.
	Auditorías y revisiones, realizadas por los Regulados.
	Reporte de las condiciones de las protecciones del sistema de Ductos.
Inspección interna y externa realizada por los Regulados.	

**Tabla 2. Documentos mínimos para el Análisis de Riesgo e integridad del Ducto, Segmento o sección**

<b>DOCUMENTO</b>
Diagramas de tubería e instrumentación (DTI).
Alineamiento de datos.
Información geoespacial.
Planos, mapas y reportes del Sistema de Recolección, Transporte, y Distribución de Ductos.
Planos actualizados del Ducto, Segmento o sección.
Certificados de materiales.
Planos y reportes de reconocimiento de la franja de seguridad.
Reportes sobre las condiciones de seguridad.
Especificaciones y estándares utilizados por los Regulados.
Procedimientos de operación y mantenimiento.
Planes de respuesta a emergencias.
Registros de inspección a cargo de los Regulados.
Registros y reportes de pruebas.
Datos del Riesgo e incidentes.
Registros de mantenimiento.
Reportes de incidentes e historial de operación.
Registros de cumplimiento regulatorio.
Reportes de las auditorías y revisiones, realizadas por los Regulados.
Reportes de Diseño e ingeniería.
Evaluaciones técnicas.
Manuales del fabricante.
Análisis de Riesgo en la fase de Diseño, sólo para Ductos nuevos.
Registro histórico de fenómenos de origen natural.

La no disponibilidad de la información no es justificación para excluir del Análisis de Riesgo algún tipo de peligro aplicable, la información empleada debe ser la más reciente. En caso de que existan deficiencias en cantidad, calidad y veracidad de la información recopilada, se deben realizar las acciones necesarias para complementarlas y/o mejorarlas.

Se debe utilizar toda la información disponible del Ducto, Segmento o sección.

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

Se debe revisar la vigencia de la información para su aplicación. La información relacionada con peligros dependientes del tiempo, debe analizarse para definir su utilización en función de la fecha de recopilación.

En el caso de peligros estables y no dependientes del tiempo, toda la información histórica es aplicable independientemente del año de recopilación.

La información obtenida de varias fuentes y que se encuentre en múltiples estándares de referencia, debe homologarse en un sistema consistente de unidades y común para que las características de los datos puedan ser alineadas para los análisis correspondientes.

#### 4.2 Integración de la información y datos del Ducto, Segmento o sección.

La integración de la información y datos contenidos en las Tablas 1 y 2 debe permitir como mínimo:

- a) El almacenamiento de toda la información disponible, incluidas inspecciones internas y externas, ya sea de forma física, electrónica o ambas;
- b) El registro de los cambios y actualizaciones del Ducto, Segmento o sección;
- c) Los datos obtenidos deben correlacionarse de diferentes fuentes para ser revisadas;
- d) La clasificación y procesamiento de los datos debe realizarse de acuerdo a las necesidades propias del Ducto, Segmento o sección;
- e) La integración, consulta y disponibilidad de la información contenida en las Tablas 1 y 2 de tal manera que se disponga de una visualización de la localización de los defectos;
- f) La integración de listado de evaluación de las indicaciones que permitan la clasificación y jerarquización de defectos basadas en el cálculo de la Presión Máxima de Operación Permisible (PMOP) o Presión Máxima de Operación (PMO) y el TVR, y
- g) El Reconocimiento e identificación de datos necesarios para facilitar el proceso de Administración de la integridad.

#### 5. Análisis de Riesgo.

Para la elaboración del Análisis de Riesgo, los Regulados deben observar lo establecido en el presente capítulo y además cumplir con las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia y aplicarlo, a lo largo de todo el ciclo de vida del Ducto, Segmento o sección, para identificar los peligros y analizar los eventos potenciales que pueden resultar en incidentes o fallas para direccionar eficientemente los recursos.

El proceso de Análisis de Riesgo se muestra en la Figura 4.

**Figura 4. Proceso de Análisis de Riesgo**



#### 5.1 Identificación de peligros.

Para realizar la Administración de la integridad, se deben identificar de la Tabla 3, como mínimo los peligros aplicables al Ducto, Segmento o sección.

**Tabla 3. Categorías de peligros**

No.	Comportamiento con el tiempo	Categoría	Peligros
-----	------------------------------	-----------	----------

1	Independiente	Diseño	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes.</li> <li>2. Instalación inadecuada (selección de ruta, tipo de unión soldada, pandeo local o global, esfuerzo combinado, soldadura, conexiones, interferencia por pesca y sistemas de protección).</li> <li>3. Desviaciones en las condiciones (Presión, Temperatura, tipo de producto, estabilidad hidrodinámica, claro libres y fatiga).</li> <li>4. Selección inadecuada de protección catódica.</li> <li>5. Selección inadecuada de recubrimiento externo.</li> </ol>
		Fabricación	<ol style="list-style-type: none"> <li>6. Defectos en la tubería y componentes.</li> <li>7. Defectos en soldaduras.</li> </ol>
		Construcción	<ol style="list-style-type: none"> <li>8. Defectos en soldadura.</li> <li>9. Desalineamiento.</li> <li>10. Doblez por flexión o pandeo.</li> <li>11. Daños en el recubrimiento anticorrosivo, protección catódica y de lastre.</li> <li>12. Daños en recubrimiento mecánico.</li> </ol>
2	Daños por terceros	<ol style="list-style-type: none"> <li>13. Interferencia por pesca.</li> <li>14. Golpe por ancla o cable de ancla.</li> <li>15. Impacto de embarcación.</li> <li>16. Impacto de objetos arrojados sobre el Ducto.</li> <li>17. Vandalismo, terrorismo, extracciones clandestinas.</li> <li>18. Tránsito vehicular (impacto de vehículo, peso muerto y cargas repetitivas).</li> <li>19. Excavación, construcción u otras actividades de trabajo.</li> <li>20. Impactos mecánicos.</li> <li>21. Interferencias físicas.</li> <li>22. Incremento de la densidad poblacional.</li> </ol>	
		<ol style="list-style-type: none"> <li>23. Pandeo en tubería expuesta o enterrada.</li> <li>24. Expansión o contracción térmica.</li> <li>25. Estabilidad hidrodinámica.</li> <li>26. Sobrecarga estática.</li> <li>27. Fatiga.</li> </ol>	
3	Estructural	<ol style="list-style-type: none"> <li>28. Sismos.</li> <li>29. Desplazamientos de tierra o lecho marino.</li> <li>30. Clima extremo.</li> <li>31. Inundaciones.</li> <li>32. Descarga eléctrica atmosférica.</li> <li>33. Cargas de viento.</li> <li>34. Mareas, oleaje y corrientes marinas.</li> </ol>	
4	Peligros naturales	<ol style="list-style-type: none"> <li>35. Operaciones fuera de las condiciones seguras.</li> <li>36. Procedimientos incorrectos.</li> <li>37. Procedimientos no aplicados.</li> <li>38. Errores humanos.</li> </ol>	
5	Operaciones incorrectas	<ol style="list-style-type: none"> <li>39. Mal funcionamiento de equipos, componentes y accesorios.</li> <li>40. Componente defectuoso o no funcional.</li> </ol>	
6	Equipo		
7	Dependiente	Corrosión, Erosión y Agrietamiento	<ol style="list-style-type: none"> <li>41. Corrosión interna.</li> <li>42. Corrosión externa.</li> <li>43. Corrosión microbiológica.</li> <li>44. Erosión.</li> <li>45. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés).</li> <li>46. Agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfuros (SSC, por sus siglas en inglés).</li> <li>47. Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC, por sus siglas en inglés).</li> <li>48. Termofluencia.</li> </ol>

## 5.2 Segmentación.

Se debe realizar la segmentación del Ducto con base en los criterios mínimos de la Tabla 4, para realizar el Análisis de Riesgo.

**Tabla 4. Criterios mínimos de Segmentación**

No.	Criterio	Descripción
1	Entre trampas de envío y recibo.	Delimita la longitud del Segmento entre trampas de envío y recibo.
2	Entre válvulas de seccionamiento.	Delimita la longitud del Segmento ubicado entre dos válvulas.
3	Por cambios de atributo.	Este criterio se emplea cuando se requiere analizar independientemente cada Segmento del Ducto por algún atributo en particular.
4	Por necesidades del usuario.	Este criterio permite tomar cualquier tipo de referencia para determinar el tamaño o dimensión del Segmento. Se puede usar para delimitar zonas urbanas, zonas de alta Consecuencia o cualquier área que sea de un interés particular para los Regulados.

### 5.3 Selección del método de Análisis de Riesgo.

El método utilizado para el Análisis de Riesgo debe considerar los peligros aplicables al Ducto, Segmento o sección que se hayan identificado, pudiendo requerirse más de un método, estos métodos se describen en el APÉNDICE NORMATIVO A.

### 5.4 Evaluación de Riesgo.

El nivel de Riesgo se obtiene del producto de la Probabilidad de falla por la Consecuencia de falla y se obtiene con las siguientes fórmulas:

$$\text{Riesgo}_i = P_i \times C_i \text{ para un solo peligro}$$

$$\text{Riesgo} = \sum_{i=1}^n (P_i \times C_i) \text{ para las categorías de peligro 1 a n}$$

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

Donde:

P= Probabilidad de falla.

C=Consecuencia de falla.

1 a n= Categoría de Peligro de la falla.

La Probabilidad de falla se debe expresar en términos de frecuencia de eventos al año, se puede estimar en términos cualitativos, cuantitativos o ambos a elección de los Regulados y puede realizarse en diferentes niveles de detalle y complejidad. Para el análisis de las consecuencias de falla se debe estimar la severidad del impacto a las personas, medio ambiente e instalaciones.

Dependiendo del método utilizado para la evaluación de Riesgo, se determinan las prioridades de atención del Ducto, Segmento o sección, y de los peligros aplicables que se hayan identificado, y con base en estas prioridades se establecen las actividades de mantenimiento y Mitigación.

El nivel de Riesgo debe ser expresado en: alto, medio y bajo, mismo que debe ser representado en una matriz de Riesgo, en términos de la Probabilidad de falla y la Consecuencia de falla, tomando como referencia lo establecido en el APÉNDICE INFORMATIVO B.

En el Análisis de Riesgo se debe incluir como mínimo lo siguiente:

- Los niveles de Riesgo y Probabilidad de falla para cada uno de sus peligros individuales y combinados, así como las consecuencias asociadas al Ducto, Segmento o sección;
- La categorización y priorización de los niveles de Riesgo;
- La Prevención, Mitigación y control de Riesgo, y
- El Evento que produce mayor impacto potencial y su mayor distancia de afectación.

Los resultados de la evaluación de Riesgo deben ser congruentes con la condición del Ducto, Segmento o sección.

El Análisis de Riesgo debe actualizarse cada 5 años o cuando se cumpla alguno de los siguientes criterios que genere un cambio en la prioridad de atención del Riesgo en el Ducto, Segmento o sección, como parte de la administración del cambio.

- Exista un cambio de servicio o producto;
- Exista variación en las condiciones normales de operación y/o fisicoquímicas del producto determinadas en el Análisis de Integridad;

- III. Durante las actividades de mantenimiento anual que se hayan realizado, como reparaciones o intervenciones para restituir la integridad, y
- IV. La modificación del trazo del Ducto, Segmento o sección.

### 5.5 Identificación y delimitación de zonas de alta Consecuencia.

Para un Ducto, Segmento o sección que Transporte Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, se identifican como zonas de alta Consecuencia las Áreas Ambientalmente Sensibles que pueden ser impactadas por pérdidas de contención del producto y las poblaciones identificadas por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI). Se deben considerar todos los cuerpos de agua y acuíferos identificados por el INEGI y la Comisión Nacional del Agua (CNA), así como las Áreas Naturales Protegidas.

Además de lo anterior, para el caso específico de un Ducto, Segmento o sección, que Transporte Hidrocarburos gaseosos, se identifican como zonas de alta Consecuencia cualquier área ubicada en zona urbana o cuando existan una o más edificaciones destinadas para la ocupación y actividad humana dentro del círculo de impacto potencial.

El método para delimitar las zonas de alta Consecuencia está basado en el círculo de impacto potencial calculado en la estimación de consecuencias, considerando los efectos de volatilidad del producto transportado para escenarios de fuego por aspersión, incendio del derrame, nube de vapor incendiada, explosión de nube de vapor, nube de vapor tóxica o asfixiante, en todos los casos se debe tomar el círculo de impacto potencial que resulte mayor de todos los calculados para cada Ducto, Segmento o sección.

La longitud total de la zona de alta Consecuencia, debe ser la longitud del Segmento contenido en la zona de alta Consecuencia, más la longitud correspondiente al círculo de impacto potencial a partir de cada extremo.

### 6. Inspección y Análisis de integridad.

Los Regulados deben utilizar el método cualitativo o cuantitativo mediante la inspección interna, externa, e indirecta para conocer preliminarmente el contenido y cantidad de indicaciones, su ubicación y dimensiones en un Ducto, Segmento o sección.

#### 6.1 Inspección de integridad.

Los métodos actuales de inspección de integridad disponibles son los siguientes:

- Inspección interna;
- Inspección externa;
- Inspección indirecta, e
- Inspección muestral.

##### 6.1.1 Inspección interna.

Este método de inspección empleado por los Regulados debe ser utilizado para localizar, identificar y dimensionar de manera preliminar las indicaciones en toda la longitud del Ducto, Segmento o sección. Dichas indicaciones se mencionan en la Tabla 5.

La selección de la tecnología de inspección a utilizar por los Regulados, depende del tipo de peligros aplicables identificados y evaluados en el Análisis de Riesgo y de las condiciones geométricas de la infraestructura y operación del Ducto, ver Tabla 5. El siguiente listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías que comprueben su efectividad:

- Fuga de flujo magnético: equipo de resolución estándar;
- Fuga de flujo magnético: equipo de alta resolución;
- Fuga de flujo magnético: equipo de flujo transversal;
- Ultrasonido: Haz recto;
- Ultrasonido: Haz angular, y
- Equipo geómetra.

**Tabla 5. Equipo utilizado en inspección interna y detección de indicaciones**

INSPECCIÓN INTERNA	EQUIPO PARA PÉRDIDA DE METAL			EQUIPO PARA DETECCIÓN DE GRIETAS		EQUIPO PARA DETECCIÓN DE LA GEOMETRÍA
	FUGA DE FLUJO MAGNÉTICO		ULTRASONIDO (Haz Recto)	ULTRASONIDO (Haz Angular)	FLUJO TRANSVERSAL	GEÓMETRA (CALIPER)
	RESOLUCIÓN ESTANDAR	ALTA RESOLUCIÓN				
<b>PÉRDIDA DE METAL (CORROSIÓN)</b>	Detecta1 y Dimensioa2 no discrimina ID/OD	Detecta1 y Dimensioa2	Detecta1 y Dimensioa2	Detecta1 y Dimensioa2	Detecta1 y Dimensioa2	No Detecta
Corrosión externa						
Corrosión interna						
Corrosión externa axial delgada	No Detecta	No Detecta3	Detecta1 y Dimensioa2	Detecta1 y Dimensioa2	Detecta1 y Dimensioa2	No Detecta
<b>AGRIETAMIENTO Y</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta1 y	Detecta1 y	No Detecta

<b>DEFECTOS TIPO GRIETA (Axial)</b>					Dimensioa2	Dimensioa2	
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	Detecta4 y Dimensioa4	No Detecta	Detecta1 y Dimensioa2 si es modificados	No Detecta	No Detecta	
<b>ABOLLADURAS CURVATURAS CON ARRUGAS</b>	Detecta6	Detección6 y Dimensionamiento no confiable		Detección6 y Dimensionamiento no confiable			Detecta7 y Dimensioa
<b>APLASTAMIENTO</b>	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial						Detecta7 y Dimensioa
<b>RALLADURA O ENTALLADURA</b>	Detecta1 y Dimensioa2						No Detecta
<b>LAMINACIÓN O INCLUSIÓN</b>	Detección limitada	Detección limitada	Detecta y Dimensioa2	Detecta y Dimensioa2	Detección limitada		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
<b>ANOMALÍAS RELACIONADAS CON FABRICACIÓN</b>	Detección limitada	Detección limitada	Detecta	Detecta	Detección limitada		No Detecta
<b>CURVATURAS</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta		Detecta y Dimensioa2, 9
<b>OVALIDAD</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta		Detecta y Dimensioa2, 8
<b>COORDENADAS DEL DUCTO</b>	Localiza 10	Localiza 10	Localiza 10	Localiza 10	Localiza 10		Localiza 10
<b>NOTAS:</b>							
1.- Limitado por la profundidad, longitud y ancho de las indicaciones detectables mínimas.				5.- Transductores rotados a 90°.			
2.- Definido por la exactitud del dimensionamiento especificado del equipo.				6.- Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y forma de la abolladura.			
3.- Si el ancho es más pequeño que el ancho mínimo detectable por el equipo.				7.- Dependiendo de la configuración del equipo, también en posición circunferencial.			
4.- Probabilidad Reducida de la Detección (POD) para grietas estrechas.				8.- Si está equipado para medición de la ovalidad.			
				9.- Si está equipado para medición de curvaturas.			
				10.- Si está equipada con módulo o dispositivo de geoposicionamiento.			

### 6.1.2 Inspección externa.

Cuando los peligros principales aplicables al Ducto sean estructurales, naturales o por Daños de terceros, los Regulados deben realizar una inspección externa del Ducto o Segmento para determinar las condiciones de trazo y perfil, claros libres, pandeo global y local, desplazamientos del Ducto, daños mecánicos, nivel de enterramiento, condiciones del lastre de concreto, recubrimiento anticorrosivo. Lo anterior podrá realizarse mediante celaje terrestre, aéreo y/o con vehículo operado vía remota.

### 6.1.3 Inspección indirecta.

Debido a que el método de evaluación directa puede formar parte del proceso de Administración de la integridad, cada una de sus etapas se establece como sigue:

- Evaluación Previa, está documentada con el Análisis de Riesgo;
- Inspección indirecta, se describen en la presente sección;
- Inspección directa, se incluye como parte de la Verificación de indicaciones, y
- Evaluación posterior, corresponde al Análisis de integridad.

La inspección indirecta realizada por los Regulados es aplicable para determinar las secciones del Ducto o Segmento, susceptibles a los siguientes peligros:

- Corrosión externa (CE);
- Corrosión interna (CI);
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC), y
- Agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros (SSC).

#### 6.1.3.1 Inspección indirecta para Corrosión externa y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos y agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros.

La inspección que deben realizar los Regulados, es mediante la aplicación de las siguientes metodologías o aquellas que las igualen o mejoren, identificando las secciones susceptibles a Corrosión externa (CE), Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC) y Agrietamiento bajo esfuerzos en presencia de sulfuros (SSC) en la pared externa del Ducto, para el proceso de verificación de indicaciones:

- a) Potenciales a intervalos cercanos (CIS);
- b) Gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG);
- c) Gradiente de voltaje de corriente alterna (ACVG);
- d) Perfil de potenciales;
- e) Perfil de resistividad, e
- f) Inspección visual.

La selección de la o las metodologías depende del o los peligros principales aplicables identificados.

#### **6.1.3.2 Inspección indirecta para Corrosión interna.**

Esta actividad consiste en que los Regulados realicen un análisis de flujo de fluidos para determinar las secciones del Ducto o Segmento, con mayor velocidad de Corrosión interna generalizada, ya sea por acumulación de líquidos, separación de fases, asentamiento de sólidos y lodos o zonas susceptibles por altos esfuerzos cortantes debidos al flujo, para el proceso de verificación de indicaciones.

#### **6.1.3.3 Ondas guiadas.**

Este método se puede aplicar al Ducto, Segmento o sección, donde los peligros correspondan a pérdida de metal localizada o generalizada.

#### **6.1.4 Inspección muestral.**

Los Regulados pueden utilizar este método consistente en seleccionar una cierta cantidad de secciones de un Ducto o Segmento y sus accesorios para ser inspeccionadas con Pruebas no destructivas. El número de secciones que conforme la muestra debe ser estadísticamente representativo de la totalidad del Ducto o Segmento, de manera que permita inferir la integridad del Ducto o Segmento.

Los métodos estadísticos deben proporcionar como mínimo un tamaño de muestra y un nivel de certidumbre en la inspección. Los dos métodos estadísticos recomendados son: el muestreo por atributos y el muestreo basado en distribuciones normales.

### **6.2 Verificación de indicaciones.**

Éstas deben realizarse por los Regulados, mediante inspecciones directas con Pruebas no destructivas del Ducto, Segmento o sección, definidas como representativas para localizar, identificar y dimensionar las indicaciones contenidas en dicha sección. Las dimensiones que se deben registrar son las descritas en el APÉNDICE NORMATIVO E.

El reporte de verificación de indicaciones elaborado por los Regulados, debe contener como mínimo:

- a) La identificación del Ducto (clave, nombre, diámetro, elemento o kilometraje y fecha de inspección);
- b) Localización de la Indicación y referencias, en coordenadas GPS (geoposicionamiento satelital) en latitud, longitud y elevación;
- c) Clave de identificación del reporte (para trazabilidad);
- d) Descripción de los equipos y materiales utilizados;
- e) Parámetro con los cuales se ejecutó la prueba;
- f) Resultados de la inspección, incluyendo evidencia en función del método y técnica de prueba no destructiva aplicada (oscilogramas o imagen radiográfica);
- g) Condición del recubrimiento externo en la sección donde se realizó la inspección;
- h) Estado de la superficie a inspeccionar (rugosidad, acabado, presencia de productos de corrosión y limpieza);
- i) Representación esquemática de la localización de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas;
- j) Registro fotográfico de la sección inspeccionada y de las indicaciones detectadas, antes y después de la inspección, y
- k) Nombre, firma y nivel del personal que aplicó la o las Pruebas no destructivas.

Para la verificación de las indicaciones deben emplearse procedimientos calificados por los Regulados y equipos con informes de calibración vigente, emitidos por un laboratorio de calibración acreditado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

### **6.3 Análisis de integridad.**

Los Regulados deben realizar el análisis de las indicaciones detectadas y/o el análisis estructural del Ducto, Segmento o sección; para determinar los parámetros de severidad que cuantifiquen el estado actual de integridad y que permitan programar y

jerarquizar las actividades de mantenimiento necesarias para restablecer la integridad requerida por los Regulados. Para realizar el Análisis de integridad, se debe considerar como mínimo la información listada en las Tablas 1 y 2 del presente Proyecto de Norma.

Adicionalmente, los Regulados deberán determinar la integridad del Ducto, Segmento o sección, con base en estudios de ingeniería para evaluación de las indicaciones señaladas en la Tabla 6 o en su caso métodos numéricos para el análisis estructural, a su vez en esta etapa se debe determinar la fecha de la próxima inspección.

Los análisis estructurales deben de realizarse con la configuración geométrica actual y condiciones de carga estáticas y dinámicas actuantes sobre el Ducto, Segmento o sección, cumpliendo con los requisitos para las combinaciones de carga y criterios de aceptación de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables. Si durante el análisis estructural del Ducto, Segmento o sección, no se cumplieran los criterios de evaluación, se debe realizar un análisis iterativo del comportamiento estructural del mismo para seleccionar las actividades de mantenimiento que permitan que el Ducto, Segmento o sección, opere dentro de los criterios de aceptación.

Cuando un Ducto, Segmento o sección tenga doscientos o más ciclos de presurización manométrica desde cero hasta la presión de diseño por año, los Regulados deben realizar un análisis de fatiga para determinar el daño acumulado. También se debe evaluar por fatiga el Ducto, Segmento o sección, que presente esfuerzos cíclicos por vibración, que excedan el nivel máximo permisible por la Norma de diseño aplicable.

El análisis de fatiga para determinar el daño acumulado debe realizarse de acuerdo con lo indicado en Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables.

La Tabla 6 indica algunos métodos disponibles de indicaciones en la pared del tubo, soldadura y accesorios que conforman el Ducto, Segmento o sección, que pueden ser aplicables para el análisis de fatiga.

El periodo entre inspecciones de integridad no podrá ser mayor a lo indicado en la Tabla 8 y debe determinarse en el Análisis de integridad, considerando como mínimo lo siguiente:

- a) La velocidad de crecimiento de las indicaciones con base al peligro que afecte al Segmento o sección del Ducto;
- b) La reducción de la PMOP de las indicaciones con base a su velocidad de crecimiento;
- c) Las reparaciones programadas y ejecutadas;
- d) Incrementos en las condiciones de operación (Presión y Temperatura), por arriba de los parámetros de severidad establecidos, y
- e) Cambios de servicio.

En el caso de los análisis estructurales, éstos se deben actualizar cuando se presenten eventos que modifiquen la configuración geométrica del último análisis, tales como, desplazamientos inesperados, movimientos de suelo, eventos sísmicos, entre otros.

**Tabla 6. Métodos disponibles para el análisis de indicaciones en la pared del tubo, soldaduras y accesorios que conforman el Ducto, Segmento o sección**

Tipo de Indicación	Método de evaluación
Pérdida general de espesor (interna o externa). Pérdida local de espesor (interna o externa). Causadas por Corrosión, erosión, daño mecánico y sus combinaciones.	ASME B31G DNV-OS-F101 API 579 BS 7910
Muesca o tallón. Grietas e indicaciones tipo grieta, causados por mecanismos de SCC, SSC, HIC, Fatiga (no se limita a éstos). Indicaciones en soldadura (longitudinal, circunferencial o helicoidal).	API 579 BS 7910
Abolladura y combinaciones abolladura-entalla.	API 1156 API 1160 API 579 ASME B31.4 ASME B31.8

### 6.3.1 Prueba de presión.

Los Regulados pueden optar por la prueba de presión como un método para evaluar la integridad de un Ducto, Segmento o sección.

Para la ejecución de la prueba, los Regulados deben contar con un procedimiento específico donde se establezcan los lineamientos para su desarrollo incluyendo como mínimo: metodología, cálculo de presiones y secuencia de prueba, tiempo de ejecución, medio de prueba y métodos de inspección, personal, equipos y materiales a utilizar, medidas de seguridad, así como, un plan de contingencia que incluya las opciones de contención y reparación en caso de que se presenten fugas o rupturas durante la realización de la misma.

Esta prueba debe ser realizada de acuerdo a las siguientes etapas:

1. Cuando se realice una prueba de resistencia se debe tomar la presión de prueba igual a 1.25 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación, con una duración de cuatro horas o el tiempo requerido adicional para verificar si no se presenta alguna fuga o ruptura en el Ducto, Segmento o sección;
2. Cuando se realice una prueba pico se debe tomar la presión de prueba entre 1.25 y 1.5 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación, con una duración máxima de una hora y no menor a cinco minutos. Entre mayor sea el factor utilizado en esta prueba, mayor será el margen de seguridad que proporcione la misma, no debiendo rebasar el esfuerzo máximo permisible del Ducto, Segmento o sección a probar, y
3. Cuando se realice una prueba de fuga se debe tomar la presión de prueba igual a 1.25 veces la PMO o la requerida para una nueva condición de operación y con una duración mínima de dos horas o lo que se tarde en verificar si no se presenta alguna fuga o ruptura en el Ducto, Segmento o sección. Esta prueba tiene como objetivo detectar defectos que se activaron durante la prueba pico y no fugaron.

Durante cada etapa en caso de una caída de presión, se debe realizar un recorrido por el trazo del Ducto, Segmento o sección. De confirmarse una pérdida de contención, se debe disminuir la presión para documentar el modo de falla, localización y dimensiones de ésta, así como ejecutar la reparación correspondiente. Una vez realizadas dichas actividades se debe reiniciar la prueba de presión.

Si no se presentan fugas en el Ducto, Segmento o sección, representa que las indicaciones contenidas en el espesor, no afectan la integridad del mismo, a la PMO requerida.

### 6.3.2 Respuesta al Análisis de integridad.

Los Regulados deben elaborar un programa de actividades de mantenimiento para atender los resultados del Análisis de integridad, cumpliendo con los siguientes criterios:

- a) Respuesta inmediata, y
- b) Respuesta programada.

#### 6.3.2.1 Respuesta Inmediata.

Aplica para aquellos defectos que pueden causar fallas inmediatas o antes de un año, debido a su efecto en la resistencia del material y que por tanto requieran de una atención programada.

Siendo estos defectos:

- a) Criterio del TVR:  
Cuando el TVR < 1 año;
- b) Criterio de la PMOP:  
Cuando la PMOP < presión de operación;
- c) Criterio de TMPO:  
Cuando la TMPO determinada  $\leq$  temperatura de operación, y
- d) Cuando exista combinación de indicaciones.

#### 6.3.2.2 Respuesta programada.

Aplica a los defectos que requieren atención programada y son aquellos que pueden fallar antes de la siguiente inspección de integridad.

Los defectos considerados para atención programada son los que cumplen con alguno de los siguientes criterios:

- a) Criterio de la PMOP:  
Cuando la PMOP < presión de diseño;
- b) Criterio del TVR:  
 $1 \text{ año} \leq \text{TVR} \leq$  a la fecha de próxima inspección de integridad, y
- c) Criterio de TMPO:  
Cuando la TMPO determinada  $\leq$  temperatura de diseño.

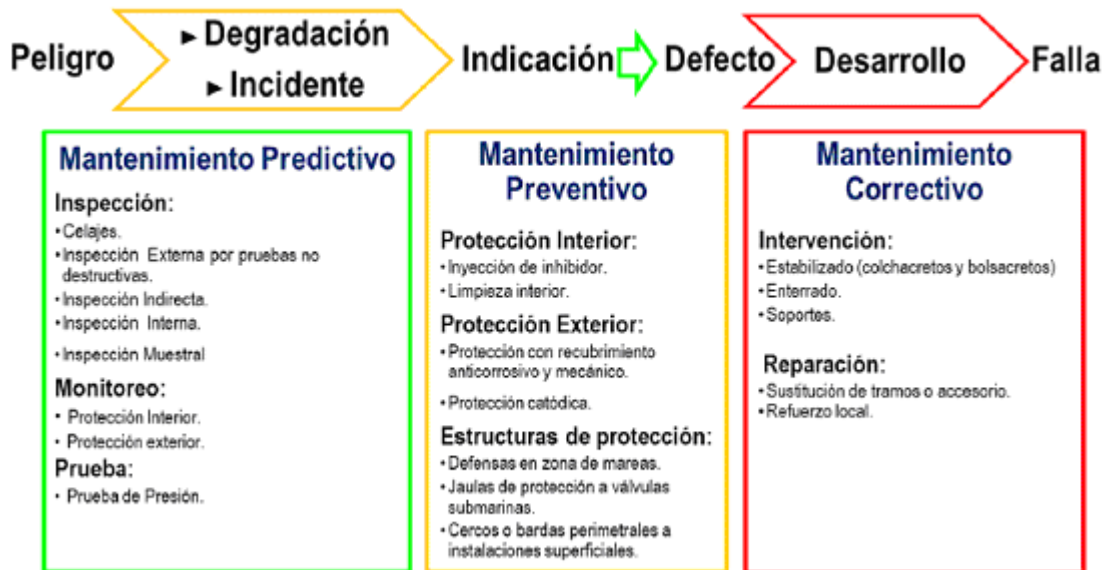
## 7. Actividades de mantenimiento y Mitigación.

Se debe realizar la corrección de los defectos con base en el resultado del Análisis de integridad. La clasificación de los defectos puede ser de respuesta inmediata o programada de acuerdo a su severidad.

### 7.1 Actividades de mantenimiento.

En la Figura 5, se describen de forma enunciativa algunas actividades de mantenimiento principales, que los Regulados deben realizar en función de los peligros aplicables, para reducir las probabilidades de falla del Ducto, Segmento o sección.

Figura 5. Clasificación de actividades de mantenimiento



#### 7.1.1 Mantenimiento predictivo.

Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables, a fin de identificar y eliminar de manera anticipada posibles fallas, de un Ducto, Segmento o sección, y se debe de aplicar las actividades de mantenimiento contenidas en la Figura 5 y APÉNDICE INFORMATIVO C según la falla.

#### 7.1.2 Mantenimiento preventivo.

Actividades llevadas a cabo de acuerdo a criterios establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con los estándares internacionales vigentes aplicables de una actividad de mantenimiento predictivo, para reducir la degradación del Ducto, Segmento o sección, indicadas en la Figura 5 y APÉNDICE INFORMATIVO C.

#### 7.1.3 Mantenimiento correctivo.

Actividades llevadas a cabo para la eliminación de defectos o fallas presentadas en el Ducto, Segmento o sección. La selección del método de reparación estará en función del modo y fuerza impulsora de la falla, los métodos de reparación aceptados para el Ducto, Segmento o sección terrestre deben cumplir con lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y cualquier otra que emita la Agencia que tenga relación con lo establecido en el presente Proyecto de Norma. Los métodos de reparación aceptados para Ductos, Segmentos o secciones marinos son los contenidos en la Tabla 7 o cualquier otro que lo iguale o mejore.

En todos los métodos correctivos se requiere contar como mínimo con la siguiente documentación:

- Procedimiento de elaboración del Diseño;
- Memoria de cálculo;
- Procedimiento de fabricación;
- Procedimiento de instalación;
- Certificados de materiales;
- Cuando se utilicen procesos de soldadura: Procedimiento de soldadura (WPS), Registro de calificación de procedimiento (PQR), Registro de la calificación de la habilidad de soldadores (WPQ), lista de equipo y personal;
- Procedimientos de Pruebas no destructivas;
- Certificados del personal que aplicará las Pruebas no destructivas, e
- Informe de calibración de los equipos utilizados, incluye los equipos de Pruebas no destructivas.

### 7.2 Actividades de Mitigación.

La Figura 6 y APÉNDICE INFORMATIVO C, mencionan algunas de las actividades de Mitigación que los Regulados, deben realizar en función de los peligros aplicables, para reducir las probabilidades de falla del Ducto, Segmento o sección.

**Figura 6. Clasificación de actividades de Mitigación**

- Campañas de orientación a vecinos de las franjas de seguridad.
- Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.
- Sistema de llamada/aviso en la franja de seguridad para prevenir un Evento.
- Capacitación y entrenamiento al personal.
- Medición y control de fugas y derrames.
- Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección.
- Actualización y disposición de cartas oceanográficas.
- Restricción de parámetros operacionales (Presión, Temperatura, Velocidad de Flujo y Composición del fluido).
- Inyección de químicos (Dispersantes, Demulsificantes y Floculantes).

**Tabla 7. Métodos de reparación aceptados para Ducto, Segmento o sección Marino.**

Defectos	Métodos de reparación aceptados											So
	Sustitución	Desbaste	Depósito de soldadura	Envolvente Metálica				Tapones		Envolvente No Metálica	Parches	
				Tipo A		Tipo B		Mecánicos	Tipo cachucha soldados			
				Con soldadura longitudinal	Pernadas	Sello con soldadura	Sello por fricción					
Pérdida metal externa generalizada.	SI	NO	NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	SI4	NO	
Pérdida metal externa localizada.	SI	NO	SI2	SI	SI3	SI	SI	NO	NO	SI4	SI	
Pérdida metal externa por picadura.	SI	NO	SI2	SI	SI3	SI	SI	SI	SI	SI4	SI	
Pérdida metal interna generalizada.	SI	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	
Pérdida metal interna localizada.	SI	NO	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	SI	
Pérdida metal interna por picadura.	SI	NO	NO	NO	SI3	SI	SI	SI	SI	NO	SI	
Abolladuras simples.	SI	NO	NO	SI	SI3	SI	SI	NO	NO	SI4	NO	
Muesca o tallón.	SI	SI1	SI2	SI	SI3	SI	SI	NO	NO	SI4	SI	
Abolladuras con muesca o tallón.	SI	SI1	NO	SI	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
AIH (laminaciones).	SI	NO	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Ampollas simples.	SI	NO	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Pliegues por pandeo local.	SI	NO	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Grietas o defectos tipo grieta axiales abiertas a la superficie externa.	SI	SI	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Grietas o defectos tipo grieta circunferenciales abiertas a la superficie externa.	SI	SI	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Grietas o defectos tipo grieta axiales abiertas a la superficie interna.	SI	NO	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Grietas o defectos tipo grieta circunferenciales abiertas a la superficie interna.	SI	NO	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Defectos en soldadura circunferencial.	SI	SI1	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Defectos en soldadura longitudinal.	SI	SI1	NO	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	NO	NO	
Defectos metalúrgicos localizados (puntos duros, quemaduras, áreas de segregación de inclusiones y slaiber).	SI	SI1	SI2	NO	SI3	SI	SI	NO	NO	SI4	NO	
Claros libres o soportes	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	

no funcionales.												
Segmento inestable.	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

**Observaciones Tabla 7:**

1. La cantidad de metal a remover no debe afectar el espesor remanente requerido por la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto;
2. Para el depósito de soldadura, se requiere un espesor mínimo remanente que debe incluir, el espesor requerido para la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto, más la penetración del metal de aporte;
3. La hermeticidad en las envoltentes tipo A pernadas, debe lograrse por los sellos y no por algún producto inyectado en el espacio anular, y
4. No instalar en defectos cuyo modo de falla sea fuga. Este tipo de envoltente no es aplicable en los siguientes casos: cualquier tipo de Defecto que pudiera causar una fuga al evolucionar, áreas de pérdida de metal cuya longitud y ancho sean mayores de un diámetro.

Desbaste: Remoción de los defectos mediante la eliminación del material el cual puede ser mediante esmerilado; la remoción de material se debe realizar de manera controlada evitando sobrecalentamientos o enfriamientos bruscos y dejando una superficie con contornos suaves.

Depósito de soldadura: Involucra el depósito de soldadura metálica sobre el Defecto para reemplazar el metal perdido, también puede utilizarse, cuando cualquier otro tipo de Defectos han sido removidos por desbaste para crear un área abierta para el depósito de soldadura.

Envoltente metálica tipo A soldada: Formada por dos medias cañas unidas por medio de soldadura axial por ambos lados, los extremos de la envoltente no están soldadas al Ducto por lo que no debe ser empleada para reparar defectos cuyo modo de falla sea fuga. Estas envoltentes funcionan como refuerzo mecánico. Es esencial el contacto íntimo con el Ducto por lo que hay que evitar abultamientos. Cualquier espacio existente debe ser rellenado con un material endurecible como epóxico o poliéster.

Envoltente metálica tipo A pernada: Formada por dos medias cañas que son colocadas alrededor de un Segmento de Ducto con Defecto y unidas por bridas axiales en ambos lados y espárragos. Ambas partes de la envoltente mecánica debe estar provista de sellos a lo largo de las caras de las bridas y en los extremos circunferenciales, que después del apriete de los espárragos, logran la hermeticidad de la envoltente. Este tipo de envoltente puede funcionar como tipo B provisional, si es diseñada para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar. Si se demuestra que la vida de los sellos es igual a la vida útil del Ducto, esta puede considerarse como una reparación permanente. La vida útil de los sellos, debe ser demostrada mediante pruebas de envejecimiento a las condiciones de operación, tipo de producto y condiciones ambientales donde se localice.

Envoltente metálica tipo B (sello con soldadura): Formada por dos medias cañas unidas por medio de soldadura axial a tope en ambos lados, los extremos son soldados al Ducto mediante soldadura de filete de tal manera que la envoltente tiene la capacidad de contener la presión del fluido transportado en caso de fuga. Estas envoltentes deben ser diseñadas para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar.

Envoltente metálica tipo B (sello por fricción): Formada por dos medias cañas unidas por bridas axiales en ambos lados y espárragos, Las uniones circunferenciales se logran por la fricción entre el sello mecánico de la envoltente y la superficie externa del Ducto. Estas envoltentes tienen la capacidad de contener la presión en caso de fuga y deben ser diseñadas para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar.

Tapón mecánico: Consiste de un dispositivo tipo abrazadera con una punta de un material que genere un sello hermético y que sea química y físicamente estable al medio y al producto transportado, el sello se coloca sobre el orificio de fuga y se aprieta hasta lograr el sello.

Tapón tipo cachucha soldado: Es un elemento hueco y hermético tipo cachucha que se suelda completamente alrededor del orificio de fuga. Su diseño, fabricación e instalación debe hacerse en cumplimiento de las especificaciones aplicables. Este tipo de tapón debe tener la capacidad de contener la presión en caso de fuga y debe ser diseñado para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar.

Envoltente no metálica: Es un refuerzo circunferencial fabricado de un material no metálico, como puede ser: composito de matriz polimérica reforzado con fibras de vidrio o de carbono, polímeros termoplásticos o termo fijos. Debe ser diseñada e instalada de acuerdo con las especificaciones del fabricante, y el diseño debe proveer un refuerzo mecánico, ya sea para incrementar la capacidad de soportar presión o para relevar el esfuerzo en el Segmento de Ducto reparado.

Parches: Es una placa de un material compatible con el material de fabricación del Ducto, que se coloca y fija permanentemente a la superficie externa del área con Defecto. Su diseño, fabricación e instalación debe hacerse en cumplimiento de las especificaciones aplicables. Este tipo de reparación debe tener la capacidad de contener la presión en caso de fuga y debe ser diseñado para soportar la Presión y Temperatura a las cuales se pretende operar el Ducto a reparar.

Soportes: Elementos estructurales que tienen la finalidad de dar sustento al Ducto.

Elementos prefabricados de concreto: Conjunto de elementos de concreto unidos entre sí mediante elementos flexibles o articulados formando un conjunto integrado cuyo fin es dar la estabilidad estructural a una sección del Ducto.

## 8. Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.

**8.1** Los Regulados deben llevar a cabo revisiones anuales, con el propósito de evaluar el cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. Esta revisión proporcionará retroalimentación para la mejora continua de dicho proceso.

Los Regulados deben desarrollar indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad que permitan la evaluación de los resultados del proceso de Administración de la integridad de Ductos. Estos indicadores servirán para continuar o ajustar las actividades programadas dentro del proceso de mantenimiento y Mitigación programada y orientarlas al cumplimiento de las metas de desempeño, los cuales deben establecerse de acuerdo con las características del Ducto, Segmento o sección, de los Regulados y los tipos de productos que transportan y los requerimientos de este Proyecto Norma Oficial Mexicana.

Los indicadores de desempeño deben relacionarse como mínimo con lo siguiente:

- a) Ducto, Segmento o sección, con información conforme a la Tabla 1;
- b) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de Riesgo;
- c) Ducto, Segmento o sección, con inspección de integridad;
- d) Ducto, Segmento o sección, con Análisis de integridad, y
- e) Ducto, Segmento o sección, con actividades de mantenimiento y Mitigación.

**8.2** Los Regulados deben disponer de herramientas o sistemas informáticos, para dar seguimiento a las actividades del proceso de Administración de la integridad, que proporcionen el estatus de la integridad del Ducto, Segmento o sección, a través de los indicadores de desempeño del proceso de Administración de la integridad. Dicha información debe mantenerse actualizada y disponible para su revisión cuando la Agencia lo solicite.

**8.3** Los Regulados deben realizar una auditoría del proceso de Administración de la integridad de Ductos, la cual se debe llevar a cabo cada 5 años para identificar las desviaciones y áreas de mejora, en la adecuación, aplicación y cumplimiento del proceso de Administración de la integridad de Ductos. La auditoría se debe llevar a cargo por un grupo de especialistas de los Regulados, los cuales deben ser externos al área de proceso. Cualquier resultado de incumplimiento se debe documentar y realizar las medidas correctivas correspondientes, su implementación y seguimiento.

### 9. Vigilancia de esta Norma.

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos es la autoridad competente para supervisar y vigilar el cumplimiento de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana.

### 10. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.

#### 10.1 Objeto.

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad tiene por objeto determinar el grado de cumplimiento del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017 Administración de la integridad de Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.

#### 10.2 Procedimiento.

La Evaluación de la Conformidad del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana se llevará a cabo en cada una de las etapas y actividades previstas en la Tabla 8, mediante la revisión documental solicitada para el Ducto, Segmento o sección.

**Tabla 8 Procedimiento por Etapas de Evaluación de la Conformidad**

<b>Etapas</b>	<b>Capítulo a Verificar</b>	<b>Periodicidad de Verificación</b>	<b>Tipo de Verificación</b>
Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y de datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos.	4	Anual.	Documental*
Inspección y Análisis de integridad.	6	1. Ductos con prioridad de atención alta, máximo 3 años. 2. Ductos con prioridad de atención media, máximo 5 años. 3. Ductos con prioridad de atención baja, máximo 10 años.	Documental*
Actividades de mantenimiento y Mitigación.	7	Máximo 5 años.	Documental*
Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad.	8	Anual.	Documental*

\*Se refiere a presentar la evidencia o el cumplimiento en archivo electrónico o impreso.

La Evaluación de la Conformidad será realizada por una Unidad de Verificación, acreditada, y aprobada por la Agencia en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.

Los resultados de la Evaluación de la Conformidad deben hacerse constar en dictámenes por cada etapa y contener el análisis de estas mismas.

Los dictámenes originales de la evaluación, deben conservarlos los Regulados y deben estar disponibles para cuando la Agencia los requiera.

Cuando se realice una modificación al Ducto, Segmento o sección, o se realicen modificaciones a los que se encuentran en operación, se deben cumplir con las etapas previstas en la Tabla 8 y se deberán obtener sus respectivos dictámenes o Dictamen.

### 11. Concordancia con otras Normas.

Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana no es equivalente con ninguna Norma Nacional o Internacional.

## APÉNDICE A

(Normativo)

### MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO

- a) Se podrán utilizar éstos o cualquier otro que lo iguale o lo mejore:
1. Evaluación Subjetiva ¿Qué pasa si? (What if), Lista de verificación (Check list). La realiza un grupo multidisciplinario que posee un conocimiento de la operación del Ducto y pueden extrapolar su experiencia y expresarlo en términos cualitativos o cuantitativos para incorporarlo al proceso de evaluación de Riesgo. El grupo multidisciplinario 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 los riesgos dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del Ducto. Identifican y evalúan los peligros y consecuencias relevantes que el Ducto ha tenido en el pasado. Se considera un Riesgo relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos de este mismo. Este método es más complejo y requiere datos más específicos que el método de evaluación subjetiva (opinión del grupo multidisciplinario);
  3. Método basado 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, y
  4. Método probabilista. 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 los Regulados.
- b) Los métodos anteriores tienen las siguientes características comunes:
1. Identifican peligros o condiciones que amenacen la integridad del Ducto, Segmento o sección;
  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. Permiten la retroalimentación de datos, y
  5. Permiten la actualización continua para reevaluaciones del Riesgo.
- c) Características de un método efectivo de Análisis de Riesgo:
1. 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 mayor cantidad de datos). Los métodos basados en el conocimiento son menos rigurosos para aplicar y requieren más participación de expertos en la materia;
  2. Recursos. Debe asignarse personal capacitado y el tiempo necesario para la implementación del método seleccionado, así como para las futuras consideraciones;
  3. Historia operativa y mantenimiento. Debe considerar la frecuencia y consecuencias de eventos pasados. Preferentemente debe contar y usar 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 Análisis de Riesgo debe tomar en cuenta cualquier las actividades de mantenimiento y Mitigación que se haya realizado previamente;
  4. Capacidad Predictiva. Debe identificar peligros, aun cuando no se hayan considerado previamente y utilizar datos de varias inspecciones para estimar el Riesgo que representan dichos peligros en el futuro;
  5. Confianza de Resultados. Cualquier dato usado en un proceso de Análisis de Riesgo debe verificarse y evaluar su exactitud. Para datos cuestionables o faltantes, se deben determinar y documentar los valores que se usarán y la razón por la que fueron elegidos;
  6. Retroalimentación. Una de las características más importantes es la retroalimentación. Los métodos de Análisis de 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 Riesgo. Adicionalmente, debe ser adaptable y modificable para considerar nuevos peligros.
  7. Registros. El proceso de Análisis de Riesgo debe documentarse completamente y para tener el respaldo y justificación técnica de los métodos y procedimientos utilizados y su impacto en las decisiones basadas en el Riesgo estimado;
  8. Análisis "¿Qué pasa si?". Debe permitir el desarrollo de análisis de la estructura "¿Qué pasa si?", la cual permite evaluar los Riesgos por cambios de las actividades de mantenimiento;
  9. Ponderación de Factores. Todos los peligros y consecuencias considerados en el proceso de Análisis de Riesgo relativo, no deben tener el mismo nivel de influencia en la Estimación del Riesgo 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;

10. Estructura. Cualquier proceso de Análisis de Riesgo debe tener como mínimo la habilidad de comparar y clasificar los resultados para respaldar el proceso de priorización de los programas de Administración de la integridad. También debe comparar y evaluar diferentes tipos de datos, estableciendo los peligros o factores que influyen en el resultado. El proceso de Análisis de Riesgo debe ser estructurado, documentado y verificable, y
11. 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.

## APÉNDICE B

(Informativo)

### MATRIZ DE RIESGO

Los criterios de: Probabilidad de falla y consecuencias se muestran en las Tablas B1 y B2, respectivamente. La matriz de Riesgo se define en términos de Probabilidad de falla y consecuencias, incluyendo los tres niveles de Riesgo (alto, medio y bajo), como se muestra en las Tablas B3 y B4.

**Tabla B1. Criterios para la probabilidad de falla**

Descripción de la Probabilidad de falla		Categoría
Probabilidad de falla	Descripción	
Muy Alto	La falla ocurre una vez al año	5
Alto	La falla ocurre en un periodo de 1 a 3 años	4
Medio	La falla ocurre en un periodo de 3 a 5 años	3
Bajo	La falla ocurre en un periodo de 5 a 10 años	2
Muy bajo	La falla no ha ocurrido o se espera que falle > 10 años	1

**Tabla B2. Criterios para las consecuencias**

Categoría de las consecuencias	Aumento de las consecuencias				
	A	B	C	D	E
Personas	Sin lesiones	Lesión grave, con incapacidad médica	De 1 a 2 fatalidades	De 3 a 9 fatalidades	> 10 fatalidades
Medio Ambiente	Insignificante (No hay fuga o derrame)	Leve/Efecto menor (Fuga o derrame que se puede controlar en algunas horas)	Efecto local (Fuga o derrame que se puede controlar en un día)	Efecto significativo (Fuga o derrame que se puede controlar en una semana)	Efecto masivo (Fuga o derrame que no se puede controlar en una semana)
Financiero (millones de dólares)	< 0.01	0.01 a 0.1	0.1 a 1	1 a 10	> 10

**Tabla B3. Matriz de Riesgo**

Consecuencias	Probabilidad de falla
---------------	-----------------------

	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>E</b>	III	III	IV	IV	IV
<b>D</b>	II	II	III	III	IV
<b>C</b>	II	II	II	III	III
<b>B</b>	I	I	I	II	III
<b>A</b>	I	I	I	II	III

Tabla B4. Clasificación de Riesgo

Categoría	Descripción
I	Bajo
II	Medio
III y IV	Alto

**Prioridad de atención alta:**

En esta categoría se considera crítico, por lo que se requiere la ejecución de acciones de prevención y/o Mitigación inmediatas.

**Prioridad de atención media:**

En esta categoría se debe considerar el nivel de Riesgo aceptable, siempre y cuando éste cuente con las acciones para la prevención y/o Mitigación.

**Prioridad de atención baja:**

En esta categoría, los Regulados deberán asegurar las acciones de prevención y/o Mitigación de aquellos factores que pueden incrementar el nivel de Riesgo.

**APÉNDICE C**

(Informativo)

**CLASIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO Y MITIGACIÓN**

Categoría	Peligros	Mantenimiento	Mitigación
Diseño	1. Selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes.	• No aplica.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adecuación de parámetros operacionales.</li> <li>• Rediseño.</li> </ul>
	2. Instalación inadecuada (selección de ruta, tipo de unión soldada, pandeo local o global, esfuerzo combinado, soldadura, conexiones, interferencia por pesca y sistemas de protección).		
	3. Desviaciones en las condiciones (presión, temperatura, tipo de producto, estabilidad hidrodinámica, claro libres y fatiga).		
4. Selección inadecuada de protección catódica.			
5. Selección inadecuada de recubrimiento externo.			
Fabricación	6. Defectos en la tubería y componentes.	• Inspección de fabricación, realizada por el fabricante.	• No aplica.

Construcción	7. Defectos en soldaduras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección de construcción realizada por los Regulados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No aplica.</li> </ul>
	8. Defectos en soldadura.		
	9. Desalineamiento.		
	10. Dobleces por flexión o pandeo.		
	11. Daños en el recubrimiento anticorrosivo, protección catódica y de lastre.		
12. Daños en recubrimiento mecánico.			

Daños por terceros	13. Interferencia por pesca.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>• Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> <li>• Métodos de reparación (numeral 7.1.3).</li> <li>• Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Actualización y disposición de cartas oceanográficas.</li> <li>• Sistema de llamada/ aviso de peligro.</li> <li>• Aumentar profundidad del Ducto.</li> <li>• Campañas de orientación a vecinos de las franjas de seguridad.</li> <li>• Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.</li> <li>• Capacitación y entrenamiento al personal.</li> </ul>
	14. Golpe por ancla o cable de ancla.		
	15. Impacto de embarcación.		
	16. Impacto de objetos arrojados sobre el Ducto.		
	17. Vandalismo, terrorismo, extracciones clandestinas.		
	18. Tránsito vehicular (Impacto de vehículo, peso muerto y cargas repetitivas).		
	19. Excavación, construcción u otras actividades de trabajo.		
	20. Otros impactos mecánicos.		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> <li>• Monitoreo y control de parámetros de operación anormales.</li> <li>• Instalación de postes de señalización preventivos y restrictivos.</li> <li>• Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>• Cintas y postes de advertencia.</li> <li>• Adecuación de parámetros operacionales.</li> </ul>
	21. Interferencias físicas.		
	22. Incremento de la densidad poblacional.		

Estructural	23. Pandeo en tubería expuesta o enterrada.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>• Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> <li>• Métodos de reparación (numeral 7.1.3).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar profundidad del Ducto.</li> <li>• Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> </ul>
	24. Expansión o contracción térmica.		
	25. Estabilidad hidrodinámica.		

		<ul style="list-style-type: none"> <li>Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Monitoreo y control de parámetros de operación anormales.</li> <li>Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>Adecuación de parámetros operacionales.</li> </ul>
26. Sobrecarga estática.			
27. Fatiga.			
Peligros naturales	28. Sismos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> <li>Métodos de reparación (numeral 7.1.3).</li> <li>Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumentar profundidad del Ducto.</li> <li>Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> <li>Monitoreo y control de parámetros de operación anormales.</li> <li>Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.</li> <li>Monitoreo y control de movimientos de tierra.</li> </ul>
	29. Desplazamientos de tierra o lecho marino.		
	30. Clima extremo		
	31. Inundaciones.		
	32. Descarga eléctrica atmosférica.		
	33. Cargas de viento.		
	34. Mareas, oleaje y corrientes marinas.		
Operaciones incorrectas	35. Operaciones fuera de las condiciones seguras.	<ul style="list-style-type: none"> <li>No aplica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacitación y entrenamiento del personal.</li> <li>Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>Monitoreo y control de parámetros de operación normales y anormales.</li> </ul>
	36. Procedimientos incorrectos.		
	37. Procedimientos no aplicados.		
	38. Errores humanos.		

Equipo	39. Mal funcionamiento de equipos, componentes y accesorios.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>Actividades de mantenimiento (numeral 7.1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sistema de llamada/ aviso de peligro.</li> <li>Campañas de orientación a vecinos de las franjas de seguridad.</li> <li>Comunicación con las autoridades federales, estatales y municipales, de la ubicación de las franjas de seguridad.</li> <li>Capacitación y entrenamiento al personal.</li> <li>Monitoreo y control de parámetros de</li> </ul>
	40. Componente defectuoso o no funcional.		

			<ul style="list-style-type: none"> <li>operación anormales.</li> <li>● Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>● Adecuación de parámetros operacionales.</li> <li>● Medición y control de fugas o derrames.</li> </ul>
Corrosión/ Erosión/ Agrietamiento	41. Corrosión interna.	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inspección externa (Pruebas no destructivas) realizada por los Regulados.</li> <li>● Inspección interna (equipo instrumentado) realizada por los Regulados.</li> <li>● Actividades de mantenimiento (numeral 7.1).</li> <li>● Estructuras de protección e intervención (defensas, soportes, colchacretos, bolsacretos, enrocados, lastres, entre otros).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Capacitación y entrenamiento al personal.</li> <li>● Cambio de trazo del Ducto, Segmento o sección, por condiciones del terreno o por impacto a la población.</li> <li>● Procedimientos de operación y mantenimiento.</li> <li>● Adecuación de parámetros operacionales.</li> </ul>
	42. Corrosión externa.		
	43. Corrosión microbiológica.		
	44. Erosión.		
	45. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés).		
	46. Agrietamiento bajo tensión en presencia de sulfuros (SSC, por sus siglas en inglés).		
47. Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC, por sus siglas en inglés).			
48. Termofluencia.			

## APÉNDICE D

(Normativo)

### COMPETENCIA DEL PERSONAL

La ejecución e implementación de este Proyecto de Norma Oficial Mexicana debe estar a cargo de personal especialista en Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento, proceso de Administración de la integridad de sistemas de Ductos de recolección, Transporte y Distribución.

El personal por parte de los Regulados, responsable de ejecutar las actividades de inspección de integridad y verificación de indicaciones debe estar certificado como Nivel II en el método, técnica y sector según corresponda, de acuerdo con la NMX-B-482-CANACERO-2016 Industria Siderúrgica-Capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos o cualquier otra que sea aplicable cuando la iguale o la mejore.

En el caso del personal que realice las actividades de Análisis de Riesgo e integridad, debe tener un perfil académico en ingeniería (cédula profesional) y capacitación (diplomas o constancias) acorde con las actividades de análisis que va a realizar. También debe comprobar una experiencia (participación en actividades relacionadas) de al menos dos años.

Por otra parte, el personal que realice la aplicación de soldaduras y la operación de máquinas de soldar debe estar calificado por los Regulados, con base en un Procedimiento de soldadura calificado, de acuerdo con los estándares internacionales aplicables vigentes.

## APÉNDICE E

(Normativo)

### DIMENSIONES DE INDICACIONES DETECTADAS POR PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS (PND)

El Análisis de integridad se realiza con base en las dimensiones de las indicaciones detectadas por Pruebas no destructivas, que son necesarias para determinar su nivel de severidad. A continuación, se listan las indicaciones más comunes en Ductos y se describe estas dimensiones.

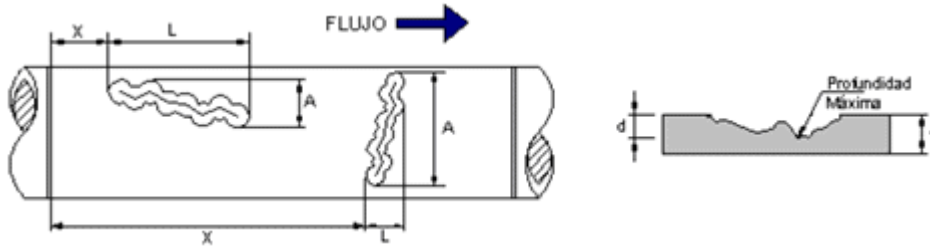
El Reporte de inspección de integridad y verificación de indicaciones, realizado por los Regulados, debe contener estos datos, con la tolerancia especificada para el método y técnica de inspección no destructiva aplicada en su detección.

#### NOMENCLATURA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE INDICACIONES:

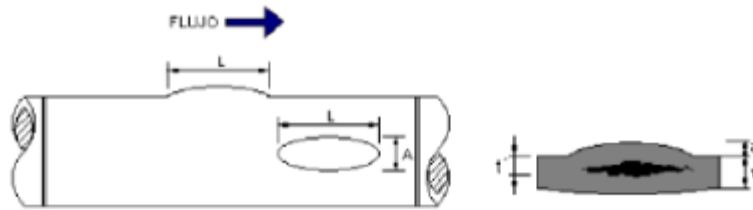
- D** Profundidad máxima.
- A** Longitud circunferencial (ancho).
- L** Longitud máxima en la dirección axial (longitudinal).
- T** Espesor mínimo adyacente a la indicación en zona sana.

- SC** Soldadura circunferencial.  
**X** Distancia a la soldadura circunferencial.

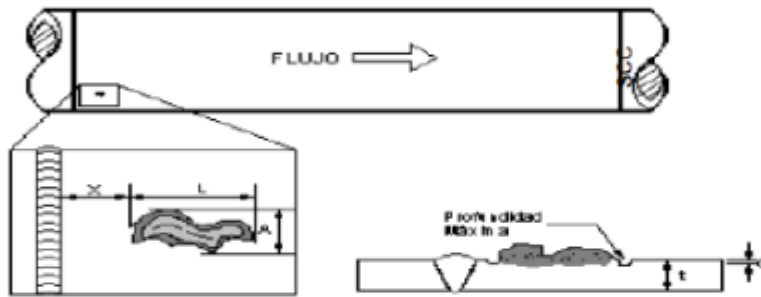
- a) **Reducción generalizada de espesor:** Espesor remanente mínimo de pared, en la dirección perpendicular a la superficie (d);
- b) **Reducción localizada de espesor;**



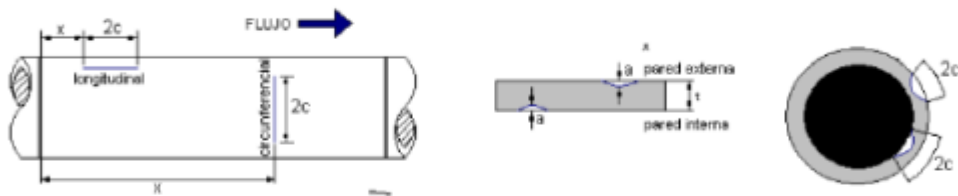
- c) **Ampolla:** Profundidad en el espesor ( $t'$ ), magnitud de elevación de ampolla ( $a$ ) y reportar la existencia de agrietamiento secundario;



- d) **Daño caliente;**



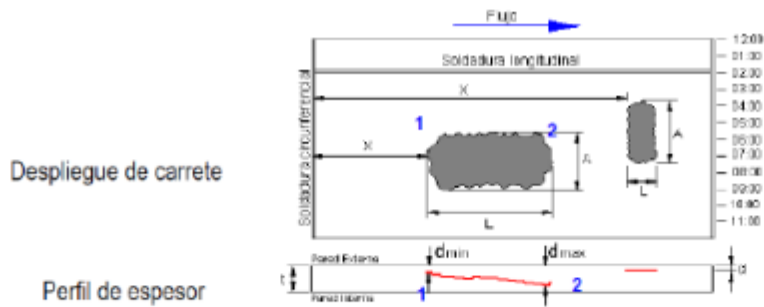
- e) **Grieta Longitudinal o circunferencial:** Longitud axial ( $2c$ ) y profundidad máxima en la dirección radial ( $a$ ). Se debe reportar la ubicación de la grieta (en soldadura, zona afectada por calor o metal base);



- f) **Zona esmerilada;**



- g) **Delaminación:** Por ciento de escalonamiento en caso de existir (%e), profundidad mínima en el espesor medido desde la pared externa en caso de escalonamiento ( $d_{min}$ ), profundidad máxima en el espesor medido desde la pared externa en caso de escalonamiento ( $d_{max}$ ) y el espesor mínimo adyacente a la Indicación en zona sana ( $t$ );

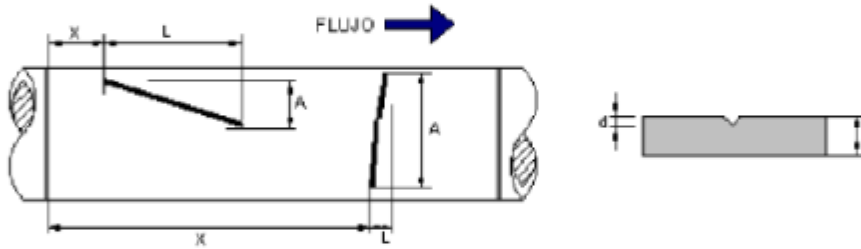


Donde:

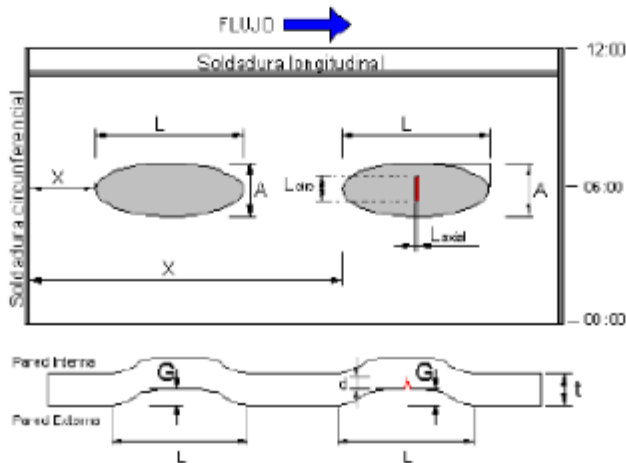
- 1 Representación de una Delaminación escalonada
- 2 Representación de una Delaminación simple
- X Distancia a la soldadura circumferencial
- %e Por ciento de escalonamiento calculado por:

$$\%e = \left( \frac{d_{max} - d_{min}}{t} \right) 100$$

- h) **Tallones, rayones y muescas sin abolladura;**

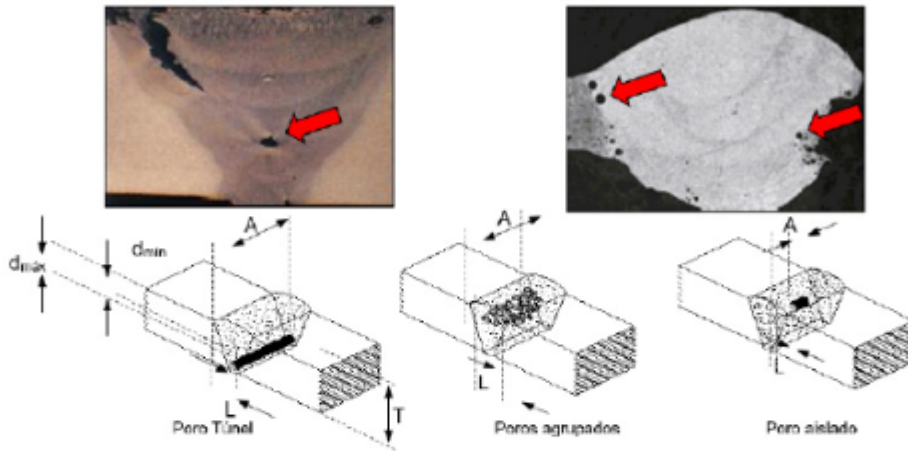


- i) **Abolladura en metal base.** En caso de existir entalla: longitud axial ( $L_{axial}$ ), longitud circumferencial ( $L_{circ}$ ) y profundidad ( $d$ ) de la entalla;

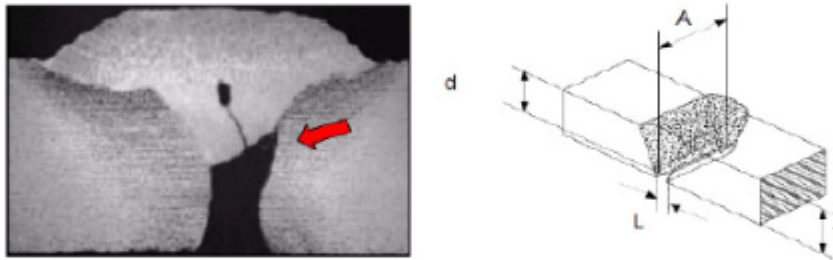


- j) **Indicaciones en soldadura.** En adición a las dimensiones, se debe reportar la ubicación de las indicaciones con relación a la pared externa o interna, horario técnico y al metal depositado o línea de fusión;

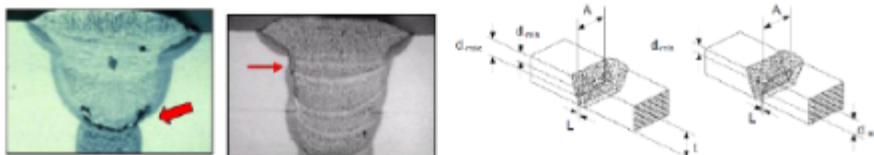
**Poros Túnel, Poros Agrupados y Poros aislados.** Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima ( $d_{min}$ ) y máxima ( $d_{max}$ ) del Defecto.



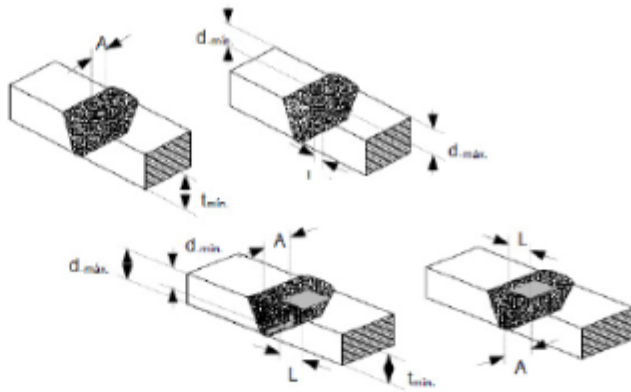
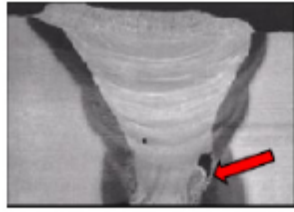
**Falta de Penetración.** Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad máxima (d).



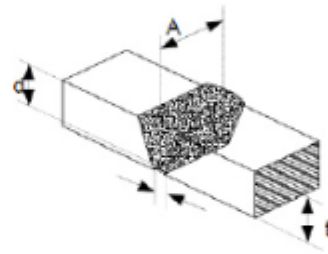
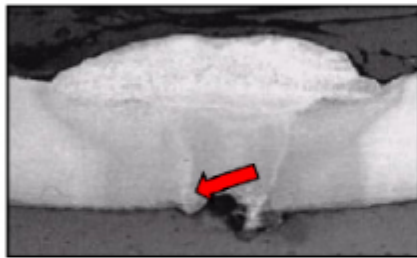
**Falta de Fusión.** Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t), profundidad mínima ( $d_{min}$ ) y máxima ( $d_{max}$ ).



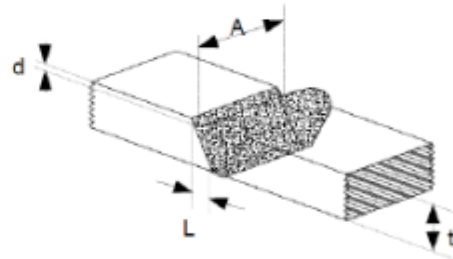
**Inclusiones de Escoria, Líneas de Escoria, Dobles Líneas de Escoria, Inclusiones No Metálicas.** Longitud axial ( $L$ ), ancho circunferencial ( $A$ ), espesor mínimo adyacente en zona sana ( $t$ ), profundidad mínima ( $d_{\text{mín}}$ ) y máxima ( $d_{\text{máx}}$ ).



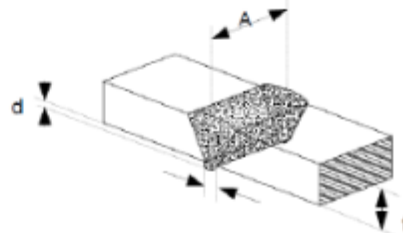
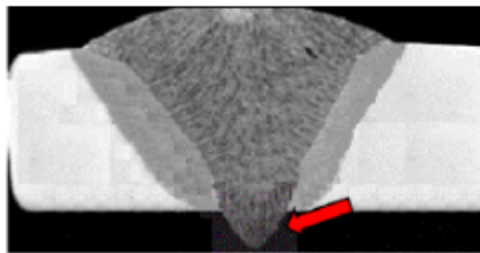
**Concavidad en la Raíz.** Longitud axial ( $L$ ), ancho circunferencial ( $A$ ), espesor mínimo adyacente a la zona sana ( $t$ ), profundidad máxima ( $d$ ).



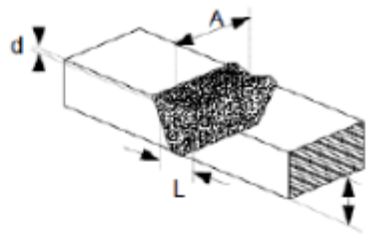
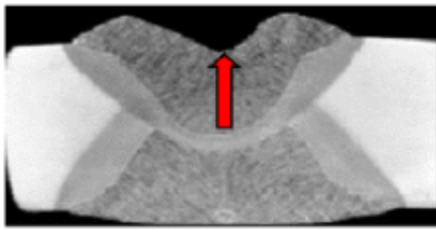
**Socavado.** Longitud axial ( $L$ ), ancho circunferencial ( $A$ ), espesor mínimo adyacente a la zona sana ( $t$ ) y profundidad máxima ( $d$ ).



**Penetración Excesiva.** Longitud axial ( $L$ ), ancho circunferencial ( $A$ ), espesor mínimo adyacente en zona sana ( $t$ ) y profundidad máxima ( $d$ ).



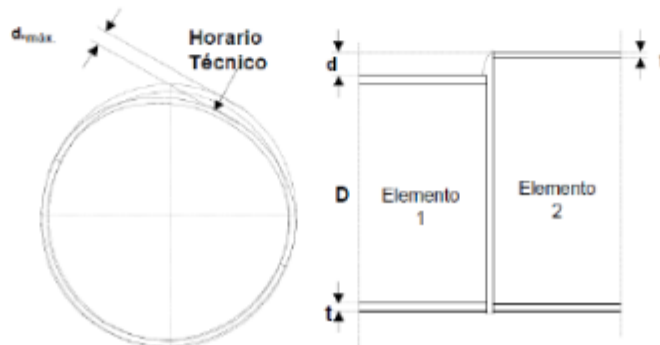
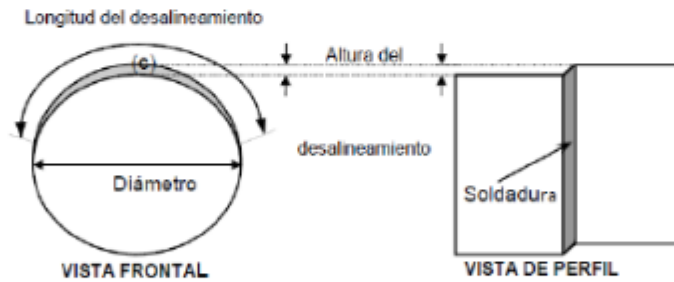
Corona Baja. Longitud axial (L), ancho circunferencial (A), espesor mínimo adyacente en zona sana (t) y profundidad máxima (d).



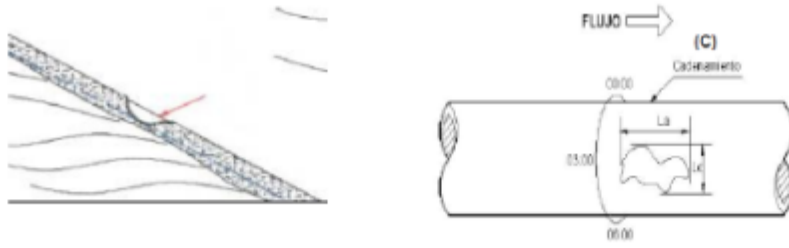
- k) Desalineamientos en uniones soldadas. Altura del desalineamiento (d) a cada hora técnica y en la máxima detectada, así como los espesores y ancho de las soldaduras medidos a cada hora técnica de ambos elementos que forman la unión soldada;



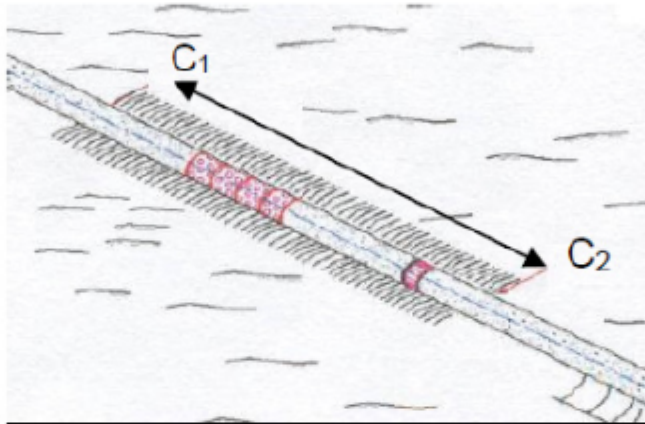
- l) Ovalamiento en unión soldada. Profundidad del ovalamiento (d) a cada hora técnica y el máximo detectado (d máx), así como los espesores medidos a cada hora técnica de ambos elementos que forman la unión soldada;



- m) Desprendimiento de concreto. Cadenamiento (C) y horario técnico (hr), longitud axial (La), ancho circunferencial (Lc);



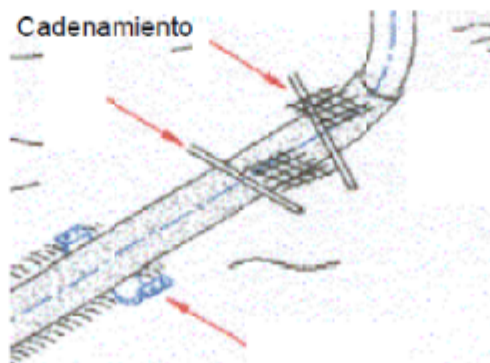
- n) Azolvamiento en curva de expansión. Cadenamiento inicial (C1) y cadenamiento final (C2);



- o) Socavación. Cadenamiento inicial (C1), cadenamiento final (C2) y altura máxima (h0), y



- p) Escombros. Cadenamiento (C) y descripción.



12. Bibliografía.

- NMX-B-482-CANACERO-2016.- Industria Siderúrgica-Capacitación, calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos.

- NMX-Z-12-2-1987. - Muestreo para la inspección por atributos parte 2: métodos de muestreo, tablas y gráficas.
- API RP-1160 2013. - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines Second Edition 2013.
- API-RP-1110 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.
- API 1163 2013. - In-Line Inspection Systems Qualification Second Edition 2013.
- API 1173 2016. - Pipeline safety management systems. (Sistemas de gestión de la seguridad de los Ductos).
- ASME B31.8S 2016. - Managing System Integrity of Gas Pipelines Supplement to ASME B11.8S.
- DNV-RP-F116 2015.- Integrity management of submarine pipeline systems
- DOT 49 CFR Parte 186 a 199 revisión octubre 2016 - Transportation of Natural and other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards. Subpart O-Gas Transmission Pipeline Integrity Management.
- NACE SP0206-2016. - Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA).
- NACE SP0208-2008. - Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines.
- NACE SP0110-2010. - Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines.
- NACE SP0502-2010. - Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.
- NACE SP0102-2010. - In-Line Inspection of Pipelines.
- NACE SP0204-2015.-Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology.

#### TRANSITORIOS

**PRIMERO.-** El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de Ductos de recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, entrará en vigor a los 180 días naturales siguientes de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**SEGUNDO.-** A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana, se cancela y sustituye la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 7 de abril de 2010.

**TERCERO.-** A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los Regulados que se encuentren en operación, deben cumplir con lo establecido en los capítulos 4. "Recopilación, revisión, integración y análisis de la información y datos del Ducto, Segmento o sección terrestres y marinos" y 8. "Evaluación del desempeño del proceso de Administración de la integridad."

**CUARTO.-** A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los Regulados que se encuentren en operación, contarán con los siguientes plazos para dar cumplimiento al capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad", en función de los siguientes niveles:

- a) Ductos con prioridad de atención alta, máximo 3 años;
- b) Ductos con prioridad de atención media, máximo 5 años;
- c) Ductos con prioridad de atención baja, máximo 10 años, y
- d) El plazo para la atención de los Defectos determinados en el numeral 6.3 "Análisis de integridad", debe de apegarse a lo indicado en el capítulo 7 "Actividades de mantenimiento y Mitigación".

**QUINTO.-** A partir de la fecha de entrada en vigor del presente Proyecto de Norma, los Regulados que cuenten con un Análisis de Riesgo actualizado, que cumpla con lo previsto en el numeral 5.4, "Evaluación de Riesgo" párrafo séptimo, serán reconocidos por la Agencia.

**SEXTO.-** Los Regulados que no se encuentren dentro del supuesto previsto en el Transitorio Quinto, deben actualizar sus Análisis de Riesgo, conforme lo establecido en el presente Proyecto de Norma y las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Primero; en tanto la Agencia, no emita las disposiciones relativas a los Análisis de Riesgo, los Regulados, deben considerar únicamente lo establecido en el capítulo 5 "Análisis de Riesgo" del presente Proyecto de Norma.

**SÉPTIMO.-** Así mismo, si a la entrada en vigencia del presente Proyecto de Norma los Regulados cuentan con una inspección y Análisis de integridad cuya vigencia no exceda de los 10 años establecidos, éstos deben ser considerados como cumplimiento del capítulo 6. "Inspección y Análisis de integridad" de lo contrario, los Regulados deben ejecutar su inspección y Análisis de integridad en un plazo no mayor a lo indicado en el Transitorio Cuarto.

**OCTAVO.-** Los dictámenes de cumplimiento emitidos con base a la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la presente, son reconocidos por la Agencia hasta el término de su vigencia.