

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2015, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

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

ACUERDO Núm. A/004/2015

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ORDENA LA PUBLICACIÓN EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN DEL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-007-SECRE-2015, TRANSPORTE DE GAS NATURAL, ETANO, BIOGÁS Y GAS ASOCIADO AL CARBÓN MINERAL POR MEDIO DE DUCTOS

RESULTANDO

Primero. Que el 12 de marzo de 2012 la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (la COFEMER) publicó en el Diario Oficial de la Federación (el DOF) el Acuerdo por medio del cual se definen los efectos de los dictámenes que emite la Comisión Federal de Mejora Regulatoria respecto de las normas oficiales mexicanas y su respectiva manifestación de impacto regulatorio (MIR).

Segundo. Que el 22 de septiembre de 2014 se presentó al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos (el Comité) el Anteproyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2014, *Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos*, para que en un plazo máximo de 20 días naturales se presentaran observaciones a dicho documento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 46, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (la LFMN).

Tercero. Que el 19 de noviembre de 2014, una vez revisados los comentarios recibidos, a los que se refiere el Resultando Primero anterior, el Comité acordó la publicación en el DOF del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2015, *Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos*, para su consulta pública, a fin de que los interesados presenten sus comentarios a dicho Comité, conforme dispone el artículo 47, fracción I, de la LFMN.

CONSIDERANDO

Primero. Que la Comisión es una Dependencia del Poder Ejecutivo Federal con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como personalidad jurídica en los términos de los artículos 2 y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

Segundo. Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 42 de la LORCME, esta Comisión tiene por objeto fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, entre otros.

Tercero. Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 41, fracción I, de la LORCME y el artículo 81 de la Ley de Hidrocarburos (la LH), esta Comisión deberá regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de transporte de gas natural y otros hidrocarburos.

Cuarto. Que, con fundamento en el artículo 82 de la LH, la Comisión expedirá disposiciones de aplicación general para la regulación de las actividades a las que se refiere dicha Ley, en el ámbito de su competencia.

Quinto. Que, de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, esta Comisión continuará regulando y supervisando, en el ámbito de sus atribuciones, la industria de los hidrocarburos en materia de seguridad industrial y operativa, en tanto entra en funciones la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Sexto. Que el Artículo 4o. de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (la LFPA) establece que los actos administrativos de carácter general que tengan por objeto establecer obligaciones específicas cuando no existan condiciones de competencia y cualesquiera de naturaleza análoga a los actos anteriores, que expidan las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, deberán publicarse en el DOF para poder producir efectos jurídicos.

Séptimo. Que, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 47, fracción I, de la LFMN, los proyectos de Norma Oficial Mexicana se publicarán íntegramente en el DOF a efecto de que, dentro de los siguientes 60 días naturales, los interesados presenten sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización correspondiente.

Octavo. Que, conforme a lo dispuesto en el Artículo 33 del Reglamento de la LFMN, para efectos de la expedición de un Proyecto de Norma Oficial Mexicana, la Comisión deberá mencionar en su proemio el comité consultivo nacional de normalización encargado de recibir los comentarios al mismo, su domicilio, teléfono y,

en su caso, fax y correo electrónico. Asimismo, los interesados que presenten comentarios respecto de los proyectos de normas oficiales mexicanas deberán cumplir con lo siguiente:

- I. Entregarse en el domicilio señalado en el Proyecto de Norma Oficial Mexicana o enviarse a través del fax o correo electrónico proporcionado;
- II. Presentarse dentro del plazo al que hace referencia la fracción I del artículo 47 de la Ley, y
- III. Presentarse en idioma español.

Noveno. Que en el artículo 1° del Acuerdo por medio del cual se definen los efectos de los dictámenes que emite la COFEMER respecto de las normas oficiales mexicanas y su respectiva MIR, se establece que no será necesario que las dependencias acrediten ante la Secretaría de Gobernación contar con alguna de las resoluciones emitidas por la COFEMER previstas por el artículo 69-L, segundo párrafo, de la LFPA, para efecto de la publicación de los proyectos de normas oficiales mexicanas en el DOF.

Décimo. Que el 31 de octubre de 2014 se publicó en el DOF el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el cual señala en su artículo Primero Transitorio que dicho instrumento reglamentario entrará en vigor el 2 de marzo de 2015.

Undécimo. Que, con base en lo señalado en los Considerandos Quinto y Décimo anteriores, y bajo los principios tutelados en el artículo 13 de la LFPA, mismo que señala que la actuación administrativa en el procedimiento se desarrollará con arreglo a los principios de economía, celeridad, eficacia, legalidad, publicidad y buena fe, se emite el presente Acuerdo, sin perjuicio de que en su oportunidad la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos asuma la responsabilidad de la presente regulación.

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, XXVI, inciso a), y XXVII, 41, fracción I, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 81, Tercero y Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, fracción XI, 38, fracción II, 40 fracciones I, III, VII, XIII y XVIII, 44, 46 y 47, fracciones I, II y III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 2, 13, 16, fracciones VII, IX y X y 57, fracción I, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; Primero Transitorio del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 1, 2, 3, 6, fracciones I y III, 10, primer párrafo, 16, primer párrafo, fracción I, 24, fracciones I y XXVII, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

ACUERDA

Primero. Se ordena la publicación en el Diario Oficial de la Federación del PROY-NOM-007-SECRE-2015, *Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos*, a efecto de que dentro de los 60 días naturales a su publicación los interesados presenten sus comentarios a dicho Comité. El Proyecto de Norma Oficial Mexicana en comento se anexa al presente Acuerdo.

Segundo. Con fundamento en el Artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los interesados deberán entregar sus comentarios al proyecto de norma al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos de la Comisión Reguladora de Energía, en sus oficinas ubicadas en Av. Horacio 1750, Col. Los Morales Polanco, Del. Miguel Hidalgo, 11510, México, D. F., o al correo electrónico abrena@cre.gob.mx, dentro del plazo de 60 días naturales señalado en el Acuerdo Primero anterior y en idioma español.

Tercero. Inscribise el presente Acuerdo con el número **A/004/2015** en el registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a), y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

México, Distrito Federal, a 6 de febrero de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Noé Navarrete González, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

Francisco José Barnés de Castro, Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, con fundamento en los 14, 16 y 28, párrafo octavo de la

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, VIII, XXVI, inciso a) y XXVII, 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 81, 82, Tercero y Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, fracción XI, 38, fracción II, 40 fracciones I, III, VII, XIII y XVIII, 44, 46 y 47, fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; Primero Transitorio del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 1, 2, 3, 6 fracciones I y III, 10, primer párrafo, 16, primer párrafo I, fracción I, 24, fracciones I y XXVII, y 59, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

CONSIDERANDO

Primero. Que el 11 de abril de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Programa Nacional de Normalización 2014, en el que se establece que el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos (el Comité) modificará la Norma Oficial Mexicana relativa a Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

Segundo. Que, en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 46, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el 22 de septiembre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) presentó al Comité el Anteproyecto de la NORMA Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2013, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos, con el propósito que dentro de un plazo de 20 días naturales, formulará observaciones a dicho anteproyecto.

Tercero. Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 46, fracción II de la LFMN, el 11 de octubre de 2014, la Comisión contestó fundadamente las observaciones presentadas por el Comité a la Comisión, realizando las modificaciones que consideró procedentes.

Cuarto. Que, en su cuarta sesión ordinaria del 19 de noviembre de 2014, el Comité resolvió proponer a la Comisión, la publicación en el DOF del Proyecto de NORMA Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2013, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos (el Proyecto).

Quinto. Que, de conformidad con el artículo Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, en tanto entra en funciones la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, de acuerdo con lo previsto en la Ley de la materia, esta Comisión continuará regulando y supervisando, en el ámbito de sus atribuciones, la industria de los Hidrocarburos en materia de seguridad industrial y operativa, bajo el marco de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), su Reglamento y demás disposiciones jurídicas aplicables.

Sexto. Que, el 31 de octubre de 2014, se publicó en el DOF el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el cual señala en su artículo Primero Transitorio que dicho instrumento reglamentario entrará en vigor el 2 de marzo de 2015.

Séptimo. Que, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 47, fracción I, de la LFMN, mediante el Acuerdo A/004/2015 del 6 de febrero de 2015, la Comisión ordenó la publicación del Proyecto a efecto que dentro de los siguientes sesenta (60) días naturales, contados a partir de la fecha de su publicación en el DOF, los interesados presenten sus comentarios al Comité, con domicilio en Av. Horacio 1750, Col. Los Morales Polanco, Del. Miguel Hidalgo, 11510, México, D. F., o al correo electrónico abrena@cre.gob.mx, para que los considere el Comité, en los términos de la ley; lo anterior, bajo los principios tutelados en el artículo 13 de la LFPA, que señala que la actuación administrativa en el procedimiento se desarrollará con arreglo a los principios de economía, celeridad, eficacia, legalidad, publicidad y buena fe, se emite el presente Acuerdo sin perjuicio de que en su oportunidad la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos asuma la responsabilidad de la presente regulación.

Por lo expuesto se expide para consulta pública el siguiente:

PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-007-SECRE-2013, TRANSPORTE DE GAS NATURAL, ETANO, BIOGÁS Y GAS ASOCIADO AL CARBÓN MINERAL POR MEDIO DE DUCTOS (CANCELA Y SUSTITUYE A LA NOM-007-SECRE-2010, TRANSPORTE DE GAS NATURAL)

ÍNDICE

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Disposiciones generales
6. Materiales
7. Diseño
8. Soldadura
9. Construcción de los ductos de transporte
10. Inspección y pruebas de hermeticidad
11. Operación, mantenimiento y seguridad
12. Programa para la Prevención de Accidentes (PPA)
13. Sistema de administración de la integridad de ductos
14. Vigilancia
15. Concordancia con normas internacionales
16. Bibliografía
17. Vigencia

Apéndice I. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

Apéndice II. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas en ductos.

Apéndice III. Requisitos adicionales cuando se utilicen factores de diseño superiores a 0.72 en Ductos de acero

Apéndice IV. Odorización del Gas

Apéndice V. Guía para la elaboración del Programa para la Prevención de Accidentes.

Apéndice VI. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.

1. Objetivo

Esta norma oficial mexicana establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

2. Campo de aplicación

2.1 Esta norma oficial mexicana es aplicable a los sistemas de transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral (a los que indistintamente y en adelante se les llamará Sistemas de Transporte de gas) por medio de ductos, localizados en territorio nacional. Incluye todos aquellos Sistemas de Transporte de gas que se encuentran en las fases de diseño, construcción, operación y mantenimiento, e inclusive los que están empacados e inertizados, y aquéllos que ya estando contruidos se modifiquen en su diseño original.

2.2 La aplicación de esta norma oficial mexicana a los Sistemas de Transporte de gas localizados en territorio nacional comprende desde el(los) punto(s) de origen hasta el(los) puntos de destino de dicho sistema, incluyendo el transporte de gas asociado de los yacimientos de carbón mineral a los puntos de entrega y/o consumo. (Ver diagrama 1).

2.3 Esta norma oficial mexicana no es aplicable a los sistemas de transporte de gas por medio de ductos necesarios para interconectar la explotación y producción del gas, excepto aquéllos que cuenten con un título de permiso expedido por la Comisión Reguladora de Energía.

2.4 Para los efectos de la presente norma oficial mexicana, el término transporte comprenderá también al transporte para usos propios en términos de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

**Diagrama 1: Instalaciones de un sistema de transporte que están dentro del
alcance de este Proyecto de Norma.**

VER DIAGRAMA 1

3. Referencias

Esta norma oficial mexicana se complementa con las siguientes normas oficiales mexicanas o las que las sustituyan:

NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.

NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas natural licuado del petróleo por ductos.

NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas (utilización)

4. Definiciones

Para los efectos de esta norma oficial mexicana se entiende por:

4.1 Abolladura o hendidura: Depresión en la superficie de la tubería.

4.2 Análisis de riesgo: Actividades realizadas para identificar y evaluar los riesgos que un Sistema de Transporte representa para la seguridad, el equilibrio ecológico o el ambiente, así como las medidas tendientes a mitigar o minimizar los efectos en caso de un incidente.

4.3 Área unitaria: Se debe tomar una longitud de 1,600 (un mil seiscientos) metros y de 200 (doscientos) metros de ancho en ambos lados de la tubería para determinar los límites de un área clasificada, excepto cuando existan barreras físicas o factores de otra índole que limiten la expansión futura de las áreas pobladas, en cuyo caso, los márgenes del área clasificada que se deben ampliar quedarán delimitados por dichas barreras, sin exceder la distancia marcada.

4.4 Bitácora de operación y mantenimiento: Registro de las acciones que se realizaron en cierto trabajo o tarea de operación o mantenimiento; se deben incluir los reportes, órdenes de trabajo, resultados y demás formatos o documentos derivados de los procedimientos del Permisionario o Transportista.

4.5 Biogás: Gas que se produce por la conversión biológica de la biomasa como resultado de su descomposición.

4.6 Clase de localización: Clasificación del Área unitaria de acuerdo con el numeral 7.5 de esta Norma.

4.7 Comisión: Comisión Reguladora de Energía.

4.8 Componente: Los elementos de un sistema de tuberías conectados entre sí para el transporte de fluidos entre estaciones y / o plantas, incluyendo tuberías, Trampas de diablos, aditamentos, válvulas de corte y válvulas seccionadoras.

4.9 Corrosión: Destrucción del metal por la acción electroquímica de ciertas sustancias.

4.10 Daño mecánico: Se produce por un agente externo, ya sea por impacto, ralladura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.

4.11 Diablo: Dispositivo con libertad de movimiento que se introduce en el Ducto para realizar funciones de limpieza o inspección.

4.12 Ductos: Los tubos e instalaciones para la conducción del gas.

4.13 Esfuerzo tangencial: Esfuerzo producido por la presión de un fluido en la pared de un tubo que actúa circunferencialmente en un plano perpendicular al eje longitudinal de la tubería.

4.14 Estación de regulación y/o medición: Conjunto de accesorios y equipos destinados para regular la presión del gas y/o medir el volumen del gas.

4.15 Estación de relevo de presión: Conjunto de accesorios y equipo destinados a desfogar el exceso de presión accidental del gas en un ducto.

4.16 Evaluación de ingeniería: Documento derivado de una evaluación de variables usando principios de ingeniería.

4.17 Explosión: Reacción fisicoquímica de una mezcla combustible de gas iniciada por un proceso de combustión, seguida de la propagación rápida de la flama y generación violenta de una onda de presión confinada, misma que al ser liberada produce daños.

4.18 Franja de seguridad del Ducto: Sección de terreno para la protección, operación, mantenimiento e inspección de los Ductos.

4.19 Franja de servicios urbanos: Sección de terreno donde se alojan las tuberías para el transporte de gas en áreas urbanas municipales, estatales o federales (camellones, banquetas, calles, etc.).

4.20 Gas. Para fines de esta Norma Oficial Mexicana se entenderá indistintamente al gas natural, al etano, al biogás o al gas asociado al carbón mineral.

4.21 Gas asociado al carbón mineral: Gas formado principalmente por metano, asociado al proceso de formación de carbón mineral, y que se encuentra atrapado dentro de los yacimientos del mismo.

4.22 Gas inerte: Gas no combustible ni tóxico ni corrosivo.

4.23 Gas natural: Mezcla de hidrocarburos y otros componentes compuesta primordialmente por metano.

4.24 Impacto ambiental: Modificación del ambiente ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza.

4.25 Máxima presión de operación permisible, MPOP: La máxima presión a la que un sistema de transporte puede ser operado de acuerdo con las reglas de esta norma.

4.26 Máxima presión de operación MPO: Presión máxima a la cual el Sistema de Transporte opera con normalidad durante un ciclo de operación ordinario, de acuerdo con lo establecido por esta norma.

4.27 Normas aplicables: Son las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), normas mexicanas y, a falta de éstas, las normas o lineamientos internacionales, y, en lo no previsto por éstas, las normas, códigos y estándares extranjeros que sean adoptados por el solicitante de un permiso o permisionario y que sean aplicables a la presente Norma Oficial Mexicana.

4.27 Permisionario: El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución.

4.28 Presión de diseño: Es la presión máxima interna a la que se diseña el Sistema de Transporte con base en esta norma, misma que debe ser igual o mayor a la MPOP.

4.29 Presión de prueba: Es la presión a la que se somete el Sistema de Transporte de manera previa al inicio de su operación con el objeto de corroborar su integridad y hermeticidad, así como para detectar cualquier defecto de construcción y materiales defectuosos.

4.30 Presión normal de operación: Presión prevista de operación en cualquier punto de un Ducto cuando este opera bajo condiciones de operación estables y previstas (esta presión incluye: cargas hidrostáticas, pérdidas por fricción y cualquier contrapresión).

4.31 Programa para la prevención de accidentes: Procedimientos, recursos humanos y materiales y acciones para proteger a la población y sus bienes, así como al medio ambiente y sus ecosistemas, de los accidentes que pudieran ser ocasionados por la realización de actividades de transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral.

4.32 Protección mecánica: Sistemas de protección externa a base de cintas o recubrimientos que protegen a las tuberías enterradas de acero de daños mecánicos en la fase constructiva, en las maniobras y durante el bajado a la excavación

4.33 Pruebas no destructivas: Técnicas de inspección para determinar la integridad de los materiales sin afectar la estructura de los mismos.

4.34 Recubrimiento: Material que se aplica y adhiere a las superficies externas de una tubería metálica para protegerla contra los efectos corrosivos producidos por el medio donde se encuentra instalada.

4.35 Registro: Espacio subterráneo en forma de caja, destinado para alojar válvulas, accesorios o dispositivos.

4.36 Reporte de Pruebas de Materiales (RPM): Registro de los resultados que se obtienen de composición química, propiedades mecánicas y otros requerimientos que se solicitan en la norma o especificación de producción del material o producto, así como de los requerimientos suplementarios que solicita el comprador, que emite el fabricante del material o producto, con nombre y firma del responsable de calidad o representante legal, que avala el reporte y que reproduce los resultados de los informes de resultados de pruebas, que emite el correspondiente laboratorio acreditado en términos de la LFMN y que cumple con los requerimientos de la norma o especificación, así como con los requerimientos suplementarios que solicita el comprador.

4.37 Resistencia mínima a la cedencia (RMC): Es el valor del esfuerzo aplicado a un material, después del cual éste sufre una deformación sin incremento sensible del esfuerzo.

4.38 Sistema de transporte: Todos los ductos, equipos, instrumentos, componentes o dispositivos por los que el gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral fluye y que incluyen, entre otros, válvulas, accesorios unidos al tubo, estaciones de compresión, estaciones de medición y regulación, trampas de envío y recibo de diablos, en su caso.

4.39 Trampa para dispositivos de limpieza e inspección interna (Trampa de diablos): Es la instalación interconectada al ducto, que se utiliza para fines de envío y recibo de dispositivos de inspección o limpieza interna de la tubería (diablos)

4.40 Transporte: Actividad que consiste en recibir, conducir y entregar gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos a usuarios finales, distribuidores, transportistas o almacenadores, localizados dentro o fuera de una zona geográfica, en su caso. Para efecto de esta Norma Oficial Mexicana, el término transporte se utiliza indistintamente para transporte de acceso abierto y transporte para usos propios en los términos de la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

4.41 Transportista: El titular de un permiso de transporte.

4.42 Tubería lastrada: Tubería que es recubierta con materiales pesados con el objeto de evitar que esta flote cuando se cruzan mantos acuíferos, cuerpos de agua, zonas inundables, entre otras.

4.43 Usuario final: La persona que adquiere gas para su consumo.

4.44 Unidad de Verificación (UV): La persona física o moral que realiza actos de verificación.

4.45 Válvula de seccionamiento: Dispositivo instalado en la tubería para bloquear el flujo de gas hacia cualquier sección del sistema de transporte.

4.46 Válvula de seguridad: Dispositivo calibrado a una cierta presión para desfogar el gas en caso de una sobrepresión del ducto o equipo donde se encuentre instalado.

5. Disposiciones generales

5.1 Forman parte de esta Norma Oficial Mexicana, las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, Normas Internacionales y estándares que en esta NOM se refieren; cuando exista alguna discrepancia entre los requerimientos de esta Norma Oficial Mexicana con respecto a los documentos referidos o parte de los mismos, los requerimientos de esta NOM prevalecerán y son obligatorios sobre los documentos referidos.

5.2 Requerimientos para ductos existentes.

Los Sistemas de ductos instalados y en operación antes de la entrada en vigencia de esta NOM, se deben operar, inspeccionar, mantener y en su caso sacar de operación y/o abandonar en cumplimiento con las disposiciones de esta Norma Oficial Mexicana, considerando las disposiciones y normativas con que se diseñaron y construyeron.

5.3 Requerimientos para ductos nuevos

Los Sistemas de ductos que se instalen y/o entren en operación después de la entrada en vigor de esta NOM, se deben proyectar, diseñar, calcular, evaluar, construir, probar, operar, inspeccionar, mantener y en su caso, retirar de operación y/o abandonar, cumpliendo con las disposiciones de esta Norma Oficial Mexicana.

5.4 Puesta en operación. Para que un sistema de transporte pueda entrar en operación, deberá contar previamente con un dictamen de evaluación de las etapas de diseño, construcción y pruebas emitido por una Unidad de Verificación.

6. Materiales

Este capítulo establece los requisitos mínimos para la selección y calificación de los materiales de los ductos y sus componentes que se utilizan en los sistemas de transporte.

6.1 Requisitos generales: Los materiales de los ductos y sus componentes deben cumplir con los requisitos del diseño, así como:

- a) Mantener su integridad estructural y propiedades mecánicas de acuerdo con las condiciones previstas de temperatura y otras condiciones del medio ambiente;
- b) Ser químicamente compatibles con el gas que se transporte;
- c) Ser compatibles con cualquier otro material que esté en contacto con la tubería, y
- d) Obtener la calificación correspondiente de acuerdo con los requerimientos de este capítulo.

6.2 Tubos de acero:

La tubería de acero debe cumplir con los requisitos de esta Norma Oficial Mexicana y estar fabricada de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros, tales como:

Tubería

ISO 3183 Petroleum and natural gas industries - Steel pipe for pipeline transportation systems

API 5L Specification for line pipe

ASTM A 106 Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service

ASTM A 333/A 333M Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service

ASTM A 381 Metal-Arc-Welded Steel Pipe for Use With High-Pressure Transmission Systems

ASTM A 672 Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for High-Pressure Service at Moderate Temperatures

ASTM A 691 Carbon and Alloy Steel Pipe, Electric-Fusion-Welded for High-Pressure Service at High Temperatures

Válvulas

API 6D Pipeline valves (adoption of ISO 14313/2007) petroleum and natural gas industries-pipeline transportation system-pipeline valves

ISO 14313 Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems - Pipeline valves

ISO 14723 Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems - Subsea pipeline valves

ASME B16.33 Manually Operated Metallic Gas Valves for Use in Gas Piping Systems up to 125 psi (Sizes NPS 1/2 Through NPS 2)

ASME B16.34 Valves — Flanged, Threaded, and Welded End

ASME B16.38 Large Metallic Valves for Gas Distribution (Manually Operated, NPS 21/2 to 12, 125 psig Maximum)

Bridas

ISO 15590-3 Petroleum and natural gas industries Induction bends, fittings and flanges for pipeline transportation systems Part 3: Flanges

ISO 7005-1 tipo clase con ASME B16.5 o ASME B16.47 Pipe flanges - Part 1: Steel flanges for industrial and general service piping systems.

MSS SP-44

Componentes de tubería

ISO 15590-2

ASME B16.9

MSS SP-75

ASTM A 193,

ASTM A 320,

ASTM A 354,

ASTM A 194

ASTM A 307 bolting

ASTM A 307 nuts may be used only with ASTM A 307 bolting

6.3 Tubería no metálica

Se podrá seleccionar material no metálico cuando las condiciones operativas de los Ductos así lo permitan y se garantice el cumplimiento de las especificaciones correspondientes al material seleccionado. La tubería no metálica debe cumplir con los requisitos de las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros, tales como:

6.3.1 Polietileno**Tubería y accesorios**

NMX-E-043-SCFI-2002 Industria del plástico - tubos de polietileno (PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP) – especificaciones.

ISO 4437:2007 Buried polyethylene (PE) pipes for the supply of gaseous fuel – Metric series – Specification.

ISO 13949-97 Method for the assessment of the degree of pigment dispersion in polyolefin pipes, fittings and compounds.

ASTM D2513 - 12ae1 Standard Specification for Polyethylene (PE) Gas Pressure Pipe, Tubing, and Fittings

ASTM F 714-00 Standard Specification for Polyethylene (PE) Plastic Pipe (SDR-PR) Based on Outside Diameter.

ASTM F 1589-95 Test method for determination of the critical pressure for rapid crack propagation in plastic pipe.

6.3.2 Poliamida sin plastificante**Tubería y accesorios**

ISO 16486_Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels — Unplasticized polyamide (PA-U) piping systems with fusion jointing and mechanical jointing.

ASTM F2785 - 12 Standard Specification for Polyamide 12 Gas Pressure Pipe, Tubing, and Fittings.

ASTM F2945 – 12a Standard Specification for Polyamide 11 Gas Pressure Pipe, Tubing, and Fittings.

Componentes de tubería

Las conexiones y/o accesorios empleados en la construcción de un sistema con poliamida deberán ser fabricadas de acuerdo a las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas y/o normas internacionales vigentes (ISO 16486-3:2012).

6.4 Registro de materiales. Todos los materiales deben tener su Reporte de Pruebas de Materiales y deben ser rastreables con respecto a éste durante toda la vida útil del Sistema.

7. Diseño

7.1 Requisitos generales. El diseño de un sistema de transporte de gas debe incluir: el diagrama de flujo, los planos del proyecto, las normas y especificaciones, la memoria de cálculo y la información básica de los diferentes aspectos considerados en el diseño.

7.1.1 Los ductos se deben diseñar con un espesor de pared suficiente, para soportar la presión interna y los esfuerzos a los cuales se prevé que estarán expuestos durante y después de su instalación, en conformidad con los numerales 7.8, 7.14 y 7.20 de esta Norma.

7.1.2 En el diseño de los ductos se deben considerar aspectos como:

- a) Características físicas y químicas del Gas. Para el caso de gas natural, se deberá considerar lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, o aquella que la sustituya.
- b) Máxima Presión de Operación, y
- c) Máxima temperatura de operación.

7.2 Cargas adicionales. En el diseño de los ductos se deben considerar las cargas externas relacionadas con el medio ambiente y condiciones operativas, tales como:

- a) Cargas vivas, como son el peso del gas (considerar el peso del agua para efecto del cálculo), nieve, hielo y viento, entre otros;
- b) Cargas por tráfico cíclico de vehículos;
- c) Cargas muertas tales como: el peso de la tubería, recubrimientos, rellenos, válvulas y otros accesorios no soportados;
- d) Esfuerzos provocados por sismos;
- e) Vibración y/o resonancia;
- f) Esfuerzos provocados por asentamientos o derrumbes en regiones de suelos inestables;
- g) Efectos de contracción y expansión térmica;
- h) Movimiento de los equipos conectados al ducto;
- i) Esfuerzos provocados por corrientes fluviales o pluviales;
- j) Esfuerzos provocados en los cruces con vías de comunicación;
- k) Factor de seguridad por densidad de población (F), en conformidad con el numeral 7.11 de esta Norma;
- l) Factor por eficiencia de junta longitudinal soldada (E), en conformidad con el numeral 7.12 de esta Norma;
- m) Espesor adicional por desgaste natural o margen de corrosión.

7.3 Selección de la ruta de los Ductos. En la selección del trazo de la ruta de los Ductos se deben tomar en consideración las características y requerimientos del diseño, operación, mantenimiento y abandono del sistema de transporte; asimismo, para minimizar la posibilidad de futuras limitaciones operativas y correcciones en el trazo de la ruta, se deberá anticipar el desarrollo de las áreas urbanas e industriales que pudieran ser incluidas en la ruta.

7.3.1 Entre los factores a ser considerados en la selección de la ruta se incluyen:

- a) Seguridad al público en general y al personal, que se ubique dentro o cercano a las instalaciones del sistema de transporte.
- b) Protección al medio ambiente.
- c) Propiedades de terceros y otras instalaciones adyacentes al sistema de transporte.
- d) Actividades de terceras personas.
- e) Condiciones geotécnicas, hidrográficas y corrosividad del suelo.

- f) Requerimientos específicos para las etapas de construcción, operación y mantenimiento del sistema de transporte.
- g) Normatividad aplicable, requerimientos a nivel municipal, estatal o nacional.
- h) Instalaciones futuras, incluidas instalaciones propias o de otros sistemas de transporte.

7.3.2 La ruta seleccionada debe evitar cruzar por áreas naturales protegidas, zonas arqueológicas, cuerpos de agua superficiales o subterráneos, derechos de vía de terceros, así como cualquier otra en que la pérdida de contención del gas transportado pueda causar daños al medio; en cualquier caso, se deberán obtener los permisos de las autoridades correspondientes.

7.4 Determinación de la clase de localización y MPOP. La determinación de la clase de localización debe estar en conformidad con el área unitaria del sistema de transporte y de acuerdo con el numeral 7.5 de esta Norma; la determinación de la MPOP debe efectuarse de acuerdo con el numeral 11.6.1 de esta Norma. Para cada Ducto se debe realizar un estudio de campo y gabinete para establecer:

- a) La clase de localización real de todo el sistema de transporte, y la MPOP.
- b) Que el esfuerzo tangencial producido por la MPOP, determinado de acuerdo con el numeral 7.14, corresponda a la clase de localización, conforme a lo indicado en el Cuadro 10 de esta Norma.
- c) En caso de que un Ducto tenga una MPOP que produzca un esfuerzo tangencial que no corresponda a su clase de localización, se deben adecuar las condiciones de operación consideradas en el diseño, de conformidad con lo establecido en el numeral 11.7.1

7.5 Clases de localización. Las clases de localización por donde pasará un ducto deberán ser en conformidad con lo siguiente:

- a) Clase de localización 1, *División 1*. Lugares expuestos a la actividad humana poco frecuente, sin presencia humana permanente. Esta clase de localización tiene por objeto reflejar áreas inaccesibles o deshabitadas como desiertos o selvas.
- b) Clase de localización 1, *División 2*. El área unitaria que cuenta con diez o menos construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población inferior a 50 habitantes por kilómetro cuadrado. Esta clase de localización pretende reflejar áreas como tierras baldías, tierras de pastoreo, tierras agrícolas y otras zonas escasamente pobladas.
- c) Clase de localización 2. El área unitaria con más de diez y hasta cuarenta y cinco construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población de 50 personas o más, pero menos de 250 personas por kilómetro cuadrado, con múltiples viviendas, con hoteles o edificios de oficinas donde no más de 50 personas pueden reunirse regularmente y con industrias dispersas. Esta clase de localización pretende reflejar áreas donde la densidad de población es intermedia entre la clase de localización 1 y la clase de localización 3, tales como las zonas marginales ubicadas alrededor de las ciudades y pueblos, ranchos y fincas.
- d) Clase de localización 3. El área unitaria que cuenta con cuarenta y seis construcciones o más ocupadas por personas y/o lugares con una densidad poblacional de 250 personas o más por kilómetro cuadrado, excepto donde prevalezca una clase de localización 4. Esta clase de localización pretende reflejar zonas donde existan desarrollos urbanos, zonas residenciales, zonas industriales y otras áreas pobladas que no estén incluidas en la clase de localización 4.

El tramo de un Ducto ubicado en una clase de localización 1 Div. 2 o clase de localización 2 será reclasificado como clase 3 cuando el eje de dicho tramo se encuentre a una distancia igual o menor a 100 metros de:

- i. Una construcción ocupada por veinte o más personas, por ejemplo: escuelas, hospitales, iglesias, salas de espectáculos, cuarteles y centros de reunión;
- ii. Un área al aire libre definida que sea ocupada por veinte o más personas, por ejemplo: campos deportivos, áreas recreativas, teatro al aire libre u otro lugar público de reunión, o
- iii. Un área destinada a fraccionamiento o conjunto habitacional o comercial que no tenga las características de la clase 4.

- e) Clase de localización 4. Cuando adicional a las condiciones presentadas en una clase de localización 3, prevalece alguna de las siguientes características:
 - i. Construcciones de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja
 - ii. Vías de comunicación con tránsito intenso o masivo
 - iii. Instalaciones subterráneas de servicios prioritarios o estratégicas para la zona urbana.

7.6 Separación de ductos con otras instalaciones subterráneas

La separación entre Ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1 m como mínimo y la separación entre Ductos en diferente zanja debe ser de 2 m como mínimo de paño a paño. Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas indicadas entre Ductos se debe realizar un estudio particular de análisis de riesgos, cargas, identificación de la localización del ducto, estabilidad del terreno, entre otros, en cuyo caso no debe ser menor a 30 cm.

En el caso de Ductos que crucen o se ubiquen en forma paralela a cualquier otra instalación subterránea existente, se debe mantener una separación mínima de 30 cm con respecto a ella, exceptuando canalizaciones de líneas eléctricas donde la separación debe ser de al menos 1 m.

En el caso de que durante el proceso de construcción del Ducto no sea posible mantener la separación mencionada en el párrafo anterior debido a una infraestructura existente (energética, hidráulica, telecomunicaciones, ductos de servicios, entre otros), se deben tomar medidas para proteger a los Ductos de agentes externos y asegurar el acceso a los mismos para fines de mantenimiento, para lo cual podrán instalarse registros, divisiones o protecciones constituidas por materiales con características térmicas, dieléctricas y aislantes adecuadas que brinden la protección más segura de conformidad con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

7.6.1 Distancias mínimas del ducto a otras construcciones

7.6.1.1 El tendido de los ductos del Sistema de transporte debe realizarse de forma que: a) se tenga fácil acceso a todos sus componentes, por ejemplo, válvulas, estaciones de regulación y medición, trampas de envío de diablos y registros, entre otros, con objeto de dar una adecuada operación y mantenimiento, y b) se observen distancias mínimas respecto de otras instalaciones, áreas de almacenamiento de sustancias inflamables o peligrosas, derechos de vía de otros servicios, edificaciones y zonas urbanas, con objeto de minimizar el riesgo de accidentes e impacto a la población y bienes en caso de ocurrir un incidente. Por lo anterior, con relación a la Franja de seguridad del ducto, se deberán tomar las medidas siguientes:

- a) No deberá invadir derechos de vía de otros servicios (por ejemplo, una carretera o ferrocarril), salvo cuando la Franja de seguridad del Ducto lo comparta con otros ductos, en su caso.
- b) En el caso en el que se instalen Ductos en la modalidad de Sistema de Transporte de Gas Natural para Usos Propios que, debido a la ubicación del usuario final sean instalados en clase de localización 3 y 4 deberán respetarse las distancias señaladas en el numeral 7.6.2 de esta norma.
- c) Deberá guardar una distancia mínima de 10 metros de cualquier edificación, con objeto de proporcionar una zona de amortiguamiento y de maniobras de emergencia en caso de presentarse un incidente
- d) Deberá situarse a no menos de 15 metros de cualquier instalación donde se almacenen sustancias peligrosas o inflamables.
- e) Deberá situarse a más de 50 metros de centros de reunión como salas de concierto, iglesias, centros de convención y parques recreativos, entre otros.

7.6.2 Requisitos para tuberías en la proximidad de líneas de transmisión eléctrica

7.6.2.1 Se deben considerar los siguientes criterios de diseño para tuberías ubicadas cerca de líneas de transmisión eléctricas:

- a) Incorporar los criterios de diseño establecidos en las Normas aplicables.
- b) Implementar medidas para evitar que las corrientes de falla que resulten de descargas eléctricas o anomalías de equipo eléctrico resulten en condiciones de peligro al personal o daño al recubrimiento y tubería. Estos efectos adversos pueden ocurrir cuando una tubería se encuentra cerca de instalaciones de aterrizado de las estructuras de líneas de transmisión eléctrica, subestaciones, centrales de generación eléctrica, y otras instalaciones que tienen redes de tierras con elevadas corrientes de falla.
- c) Implementarse medidas para proteger a las tuberías de gradientes de voltaje que se encuentren cerca de redes de tierra cercanas a las tuberías.
- d) Implementar medidas para reducir a niveles aceptables, mediante dispositivos, los potenciales eléctricos a que están sujetos los ductos que corren paralelos a líneas de transmisión de corriente alterna.
- e) Implementar medidas para reducir y mitigar los efectos eléctricos en tuberías instaladas en la proximidad de líneas de transmisión de corriente directa y equipo auxiliar.
- f) Implementar medidas para mitigar aspectos sobre corrosión, descargas eléctricas, interferencia eléctrica y seguridad del personal.

7.6.2.2 La separación entre un ducto de transporte y la pata o sistema de tierras de la estructura de una línea de transmisión, debe ser la mayor posible, pero no menor de 15 metros para líneas de transmisión de 400 kV y 10 metros para líneas de transmisión de 230 kV o menores.

7.6.2.3 Cuando no sea posible tener las distancias mínimas recomendadas, se deben realizar estudios tanto de manera previa como posterior a la instalación del ducto, que garanticen la seguridad del personal operativo del sistema de transporte así como la integridad del propio sistema. Por ningún motivo la distancia debe ser menor de 3 metros.

7.7 Profundidad mínima. Para ductos de transporte enterrados, la profundidad mínima medida del lomo de tubo hasta la superficie debe cumplir con lo que indica el cuadro 1 siguiente:

Cuadro 1.- Profundidad mínima

Localización	Suelo normal	Roca consolidada
	Centímetros (al lomo de tubo)	
Clase de localización 1	60	45
Clase de localización 2	75	45
Clases de localizaciones 3 y 4	75	60
Cruzamiento con carreteras y zanjas de drenaje en caminos públicos	90	60
Cruces de ferrocarril	120	120

7.7.1 Cuando los requerimientos de profundidad mínima no puedan ser cumplidos o donde las cargas externas sean excesivas, el ducto debe ser encamisado, o diseñado para soportar la carga externa anticipada.

En las áreas donde se puedan llevar a cabo actividades agrícolas que requieran de arado profundo, en áreas sujetas a erosión, o en áreas donde se planea la construcción de carreteras, vías de ferrocarril, entre otras, se deberá considerar protección adicional o enterrar el ducto a una mayor profundidad.

7.7.2 Las tuberías que se instalen en un río navegable, cuerpo de agua o en puerto marítimo deben tener una cubierta mínima de 120 cm en suelo normal o 60 cm en roca consolidada. Sin embargo, en estos casos se permite una cubierta mínima menor al mínimo establecido de acuerdo con el numeral anterior.

A. Diseño para tubería de acero

7.8 Espesor de la Tubería. El cálculo del espesor de la tubería de acero que transporta gas se determina de conformidad con la fórmula siguiente:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$

Dónde:

- t = espesor de pared mínimo requerido, en cm. El espesor de pared adicional requerido para cargas adicionales será determinado tomando en consideración lo establecido en el numeral 7.2.
- P = presión de diseño, en kilopascales (kPa).
- S = resistencia mínima a la cedencia en kilopascales (kPa)
- D = diámetro exterior especificado para la tubería, en cm.
- F = factor de diseño determinado conforme con lo establecido en el numeral 7.11 (Cuadro 2 y Cuadro 3)
- E = factor de eficiencia de junta longitudinal determinado conforme con lo establecido el numeral 7.12 (Cuadro 4)
- T = factor de corrección por temperatura determinado conforme con lo establecido en el numeral 7.13 (Cuadro 5)

7.8.1 Limitación de valores en el diseño de tuberías. La presión de diseño de una tubería de acero se limita al 75% (setenta y cinco por ciento) del valor determinado conforme con lo establecido en el numeral 7.8, si ha estado sujeta a expansión en frío para alcanzar la RMC y ha sido calentada posteriormente a una temperatura que exceda, en algún momento, 755 K o si la tubería ha sido mantenida por más de una hora a una temperatura superior a 589 K, salvo que este calentamiento sea por soldadura o relevado de esfuerzos.

7.9 Resistencia mínima de cedencia o RMC para tuberías de acero. La RMC será la establecida en la especificación de la tubería.

7.10 Espesor especificado. El espesor de los Ductos instalados no debe ser menor al espesor requerido por diseño.

7.11 Factor de diseño (F) para Ductos de acero. El factor a utilizar en la fórmula de diseño en el numeral 7.8 se determina de acuerdo con lo indicado en el Cuadro 2:

Cuadro 2.- Factor de diseño por densidad de población

Clase de localización	Factor de diseño (F)
1 Div. 1	0.80 ^{(1) (2)}
1 Div. 2	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

- (1) El factor superior de 0.72 y hasta 0.8 aplica sólo para Ductos que transporten Gas natural seco, y deberán atender las disposiciones que se detallan en el Apéndice III de ésta norma
- (2) Para gases diferentes al gas natural considerados en esta norma el Factor de Diseño no debe ser mayor a 0.77, y deberán atender las disposiciones que se detallan en el Apéndice V.

Cuadro 3.- Factores de diseño para Ductos de acero

Instalaciones	Clase de Localización				
	1		2	3	4
	Div. 1	Div. 2			
Tuberías, ductos	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
Cruce de vías de comunicación, sin encamisado:					
(a) caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) caminos públicos no mejorados	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
(c) caminos, carreteras o calles con superficie dura o ferrocarril	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40

Cruce de vías de comunicación con encamisado:					
(a) caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) caminos públicos no mejorados	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) caminos, carreteras o calles con superficie dura o ferrocarril	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
Ductos que corren en paralelo dentro del derecho de vías de comunicación:					
(a) caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) caminos públicos no mejorados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) caminos, carreteras o calles con superficie dura o ferrocarril	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Componentes prefabricados, ensambles, conectores, cabezales, etc.	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Ductos sobre puentes	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Estaciones de regulación, medición y control	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Tubería en estaciones de compresión	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40
Cerca de lugares de concentración pública, tales como: centros de culto religioso, centros educativos, áreas recreativas o habitacionales, etc.	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40

7.12 Factor de eficiencia de junta longitudinal (E) para Ductos de acero. El factor de junta longitudinal que se utiliza en la fórmula del numeral 7.8, se determina de acuerdo con el Cuadro 4 siguiente:

Cuadro 4.- Factor de eficiencia de junta longitudinal soldada (E)

Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno: Soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por fusión" eléctrica	0.80
ASTM A211	Tubería de acero soldado en espiral	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00

API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por "flasheo" eléctrico	1.00
	Soldado con arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal igual o mayor de 101.6 mm (4")	0.80
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal menor de 101.6 mm (4")	0.60

7.13 Factor de corrección por temperatura (T) para tubos de acero. El factor de corrección por temperatura que se debe usar en la fórmula de diseño del numeral 7.8, se determina de acuerdo con el Cuadro 5 siguiente:

Cuadro 5.- Factor de corrección por temperatura (T)

Temperatura del gas K (°C)	T
394.26 o menor (121.11 °C)	1.000
* 422.03 (148.88 °C)	0.967
* 449.81 (176.66 °C)	0.933
* 477.59 (204.44 °C)	0.900
* 505.37 (232.22 °C)	0.867

(*) Para temperaturas intermedias del gas, el factor de corrección por temperatura se determina por interpolación directa.

7.14 Esfuerzo tangencial máximo permitido. El esfuerzo tangencial máximo permitido se determina por medio de la siguiente fórmula:

$$ST = \frac{P \times D}{2 \times t}$$

Dónde:

ST = esfuerzo tangencial máximo permisible (en MPa);

P = máxima presión de operación (en MPa);

D = diámetro exterior del tubo (en mm);

t = espesor de pared (en mm);

Generalmente, el esfuerzo tangencial máximo permitido se establece como un porcentaje de la RMC de acuerdo a lo siguiente:

$$\%RMC = \frac{ST}{RMC} \times 100$$

B. Diseño para tubería de Polietileno.

7.15 Las tuberías de polietileno deben cumplir con las especificaciones de la Norma NMX-E-043-SCFI-2002 o aquella que la sustituya.

7.16 Cuando se utilice tubería de polietileno para la conducción de gas, la máxima presión de operación MPO de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño, la cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

$$P = 2Sh \times \frac{t}{D-t} \times 0.32$$

o

$$P = 2Sh \times \frac{1}{(SDR-1)} \times 0.32$$

donde:

P = presión de diseño en kPa;

Sh = resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una de las siguientes temperaturas: 296 K; 311 K; 322 K o 333 K, la cual debe ser la inmediata superior a la temperatura de operación de la tubería;

t = espesor de la tubería en milímetros, y

D = diámetro exterior de la tubería en milímetros.

SDR = relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado.

7.16.1 Limitaciones de diseño de la tubería de polietileno:

- a) La presión de diseño no debe exceder la presión manométrica de 689 kPa, y
- b) No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, o mayor que la temperatura a la cual se determinó la resistencia hidrostática a largo plazo (Sh) que se aplicó en la fórmula del inciso 7.14 para calcular la presión de diseño. En ningún caso puede exceder 353 K.
- c) El espesor de pared de la tubería de polietileno no puede ser, bajo ninguna circunstancia menor de 1.57 mm

C. Diseño para tubería de Poliamida.

7.17 La tubería de poliamida sin plastificante debe cumplir con los requisitos de esta norma y estar fabricada de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de esta con las normas o códigos extranjeros.

7.18 Cuando se utilice tubería de poliamida sin plastificante para la conducción de gas, la máxima presión de operación MPO de la tubería debe ser igual o menor a la presión de diseño que se determina con la fórmula siguiente:

$$P = \frac{20 \times MRS}{C \times (SDR - 1)}$$

donde:

P = Presión de diseño en MPa

MRS = esfuerzo mínimo requerido en MPa

SDR = relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado

C = factor de seguridad (2 ó mayor)

7.19 Limitaciones de diseño de la tubería de poliamida:

a) La máxima presión de operación no debe exceder la presión manométrica de 1,800 kPa cuando la tubería de poliamida se fabrique con una poliamida sin plastificante cuyo MRS sea igual a 18 y de 1,600 kPa cuando el MRS sea igual a 16.

b) No se debe utilizar tubería de poliamida cuando la temperatura de operación del material sea menor de 233 K, o mayor que la temperatura de 353 K.

c) El espesor de pared de la tubería de poliamida sin plastificante no puede ser, bajo ninguna circunstancia menor de 3.0 mm.

D. Componentes del sistema

7.20 Especificaciones técnicas y requerimientos de seguridad. Esta sección establece las especificaciones técnicas, así como los requerimientos mínimos sobre seguridad que deben satisfacer los componentes del Sistema de Transporte. Adicionalmente, establece los requerimientos para la protección contra sobrepresiones accidentales y proporciona:

- a) Especificaciones y selección de las partes y accesorios de los ductos de transporte;
- b) Métodos adecuados para hacer las conexiones de los ramales;
- c) Consideraciones relativas a los efectos por cambios de temperatura, y
- d) Métodos adecuados para soportar y dar anclaje a los ductos, ya sean expuestos o enterrados.

7.21 Requisitos generales. Cada componente de un Ducto debe resistir la presión de operación y otras cargas previsibles, sin que se afecte su capacidad de servicio.

Los componentes deben contar con sus correspondientes Reportes de Pruebas de Materiales y sus respectivos informes de resultados de pruebas emitidos en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

7.22 Válvulas. Todas las válvulas deben satisfacer los requerimientos establecidos en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros. Una válvula no se debe utilizar bajo condiciones de operación que superen los rangos aplicables de presión-temperatura contenidos en las especificaciones correspondientes de fabricación.

7.23 Bridas y sus accesorios. Las bridas y sus accesorios deben cumplir con los requerimientos establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

7.23.1 Los ensambles bridados deben resistir la MPOP del sistema de transporte y mantener sus propiedades físicas y químicas a cualquier temperatura a la que se prevé puedan llegar a estar sujetos en servicio.

7.24 Accesorios estándar. El espesor mínimo de pared de los accesorios roscados debe ser igual o mayor al especificado para las presiones y temperaturas señaladas en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

7.24.1 Cada accesorio de acero soldable a tope, debe soportar rangos de resistencias a presión y temperatura igual a las que tendría una tubería del mismo material o equivalente. En caso de que se tenga que diseñar un accesorio, la resistencia a la ruptura de éste debe ser, al menos, igual a la resistencia a la ruptura del material y espesor de la tubería seleccionada para crear dicho accesorio. Antes de incorporar el accesorio, se debe probar un prototipo a la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP) del sistema de transporte.

7.25 Dispositivos para corridas de diablos. Los Ductos se deben diseñar y construir para permitir el paso o corrida de dispositivos de inspección interna. Esta disposición no es aplicable a:

- a) Tuberías en estaciones de compresión, medición o regulación;
- b) Tubería asociada con las instalaciones de recepción o entrega;
- c) Diámetros de tubería para los cuales no existe un dispositivo instrumentado de inspección interna, y
- d) Tuberías interconectadas a un sistema de distribución cuya operación esté ligada a la de dicho sistema, que estén instaladas en clases de localización 4.

Los ductos de acero al carbono deben considerar en su diseño y construcción la instalación de trampas de envío y recibo de dispositivos de limpieza e inspección interna para la evaluación de la integridad del sistema. Las trampas deben tener las dimensiones requeridas para la introducción de las partes o componentes de

dichos dispositivos, en la sección de envío, y para la recepción y alojamiento, en las de recibo. Los equipos de inspección interna deben ser elegidos de tal forma que sean capaces de detectar la mayor cantidad de amenazas posibles al sistema y con los resultados obtenidos se debe evaluar la integridad mecánica de todas las indicaciones detectadas, aplicando las metodologías de evaluación de códigos, normas, especificaciones y mejores prácticas recomendadas aplicables a nivel internacional en los Ductos. El operador debe mantener el historial y resultados de todas las corridas de inspección interna.

Cuando por razones técnicas se diseñen Ductos que no cuenten con instalaciones de envío y recibo de diablos, se deben establecer los métodos de evaluación de la integridad de los Ductos, de tal forma que se garantice su integridad mecánica.

7.26 Perforaciones al Ducto. Cada accesorio mecánico utilizado para realizar una perforación a un Ducto en servicio, se debe diseñar, como mínimo, para la MPOP del sistema de transporte de acuerdo a lo establecido en esta Norma.

7.27 Componentes prefabricados. Todo Componente debe cumplir con lo establecido por esta Norma así como con las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

7.27.1 En tuberías que van a operar a un esfuerzo equivalente mayor al 30% de la RMC no se deben utilizar componentes fuera de lo establecido en esta Norma conocidos comúnmente como, tapones, punta de lápiz, cáscara de naranja, codos mitrados, tee de inserto, tapas a gajos y tapas de placa entre otros.

7.28 Conexiones para ramales. La conexión para un ramal, ya sea en forma de una conexión sencilla, o de un cabezal aislado o múltiple como una serie de conexiones, se debe diseñar de tal forma que la resistencia del ducto no se vea disminuida. Se deben considerar los esfuerzos remanentes en la pared del ducto debidos a las aberturas en él o en el cabezal, los esfuerzos de corte producidos por la presión que actúa sobre el área del ramal abierto y cualquier carga externa ocasionada por efectos térmicos, peso y vibración.

7.29 Salidas extruidas. Las salidas extruidas se deben diseñar para las condiciones de servicio previstas y tener, cuando menos, una resistencia igual a la de fabricación del tubo y de otros accesorios en la tubería a la cual están integradas.

7.30 Flexibilidad. El sistema de ductos y accesorios se debe diseñar con flexibilidad para evitar que la expansión o contracción causen esfuerzos excesivos en la tubería o sus componentes, como deformaciones, dobleces muy pronunciados, cargas anormales en las uniones, fuerzas indeseables, o momentos de palanca en puntos de conexión al equipo, o en los puntos de anclaje o guía.

7.31 Soportes y anclajes. La tubería y su equipo asociado debe tener anclajes y soportes para:

- a) Evitar esfuerzos excesivos al conectarla con equipos en operación;
- b) Resistir las fuerzas longitudinales causadas por una flexión o desviación en la tubería, y
- c) Evitar o amortiguar la vibración excesiva.
- d) Resistir el impacto de transitorios en la operación del sistema de transporte, tales como cambios súbitos de presión, entre otros.

7.31.1 La tubería superficial debe tener soportes o anclajes para proteger las uniones de los tubos sometidos a fuerzas causadas por presión interna o por cualquier otra fuerza adicional debida a la expansión, contracción o por el peso del tubo, los componentes y sus contenidos.

7.31.2 Los soportes o anclajes en una tubería superficial se deben construir con material resistente al medio ambiente, no combustible y ser diseñados e instalados considerando lo siguiente:

- a) Una libre expansión y contracción de la tubería entre soportes o anclajes;
- b) Las condiciones de servicio involucradas, y
- c) Movimiento de la tubería que pudiera provocar desacoplamiento del equipo y del soporte.

7.31.3 Los soportes de una tubería superficial, operada a un nivel de esfuerzo equivalente de 30% o más de la RMC deben cumplir con lo siguiente:

- a) Evitar ser soldados directamente a la tubería;

- b) Estar contruidos por un elemento que circunde completamente a la tubería, y
- c) Cuando un miembro circundante se suelde a la tubería, la soldadura deberá ser continua y cubrir la totalidad de la circunferencia.

7.31.4 La tubería subterránea que esté conectada a otra tubería de mayor rigidez u otro objeto fijo debe tener flexibilidad para amortiguar posibles movimientos, expansiones, contracciones o vibraciones, y en su caso tener el anclaje suficiente que limite el movimiento de la tubería. Asimismo, las tuberías subterráneas donde se conecten ramales nuevos deben tener cimientos firmes para el cabezal a fin de evitar movimientos laterales y verticales que dañen las tuberías.

C. Estaciones de compresión

7.32 Localización del área de compresión. Las estaciones de compresión se deben localizar en terrenos que estén bajo el control del operador del sistema de transporte. La estación debe estar en un área libre, con el objeto de prevenir, en la eventualidad de un incendio, que éste traspase los límites de propiedad o se extienda hacia otras propiedades colindantes. El espacio libre alrededor del área principal de compresión debe permitir la libertad de movimiento del equipo contra incendio.

7.33 Construcción de la estación de compresión. El edificio de la estación de compresión se debe construir con materiales no combustibles.

7.34 Salidas. El piso de operación de una instalación de compresión debe tener, al menos, dos salidas separadas y no obstaculizadas, ubicadas de tal manera que proporcionen posibilidad de escape y paso sin obstrucción a un lugar seguro. El cerrojo de las puertas de salida de emergencia debe accionar rápidamente desde el interior sin necesidad de una llave. Las puertas oscilatorias localizadas en una pared exterior deben abrir hacia afuera del recinto correspondiente y contar con barras de pánico.

7.35 Áreas cercadas. La cerca perimetral de la estación de compresión debe tener, al menos, dos puertas localizadas de manera que faciliten la salida a un lugar seguro o contar con otras vías de escape que permitan evacuar rápidamente el área. Las puertas se deben localizar en un radio de 30 m de cualquier edificio de la estación de compresión y deben abrir hacia afuera libremente y desde el interior sin llave.

7.36 Instalaciones eléctricas. El equipo eléctrico y la instalación del alumbrado en las estaciones de compresión deben cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en las Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, o aquella que la sustituya.

7.37 Remoción de líquidos. Se debe instalar un tanque separador para evitar la entrada de líquidos al compresor debido a la posible condensación de vapores contenidos en el Gas bajo condiciones previstas de presión y temperatura o al arribo accidental de líquidos con la corriente de gas.

7.37.1 Los tanques separadores usados para remover líquidos entrampados en una estación de compresión deben:

- a) Contar con medios de operación manual para remover los líquidos.
- b) Disponer de instalaciones automáticas de remoción de líquidos, dispositivos de paro automático del compresor, o como mínimo una alarma de alto nivel de líquido, cuando exista la posibilidad de que el líquido pueda introducirse al compresor.
- c) Fabricarse en conformidad con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros para calentadores y recipientes a presión, excepto para aquellos separadores de líquido contruidos de tubo y accesorios sin costura interna, a los cuales se les aplicará un factor de diseño máximo de 0.4.

7.38 Paro de emergencia y sistemas de seguridad. Las estaciones de compresión deberán contar con dispositivos para efectuar el paro de emergencia de la estación así como con válvulas de corte de activación remota para la protección del Sistema.

La operación del sistema de paro de emergencia debe tomar en cuenta, al menos las siguientes acciones:

- a) Bloqueo del gas que entra o sale de la estación dependiendo de la filosofía de operación;
- b) Descarga del gas por la tubería de desfogue localmente a un cabezal de venteo o a un quemador, en cualquier caso bajo condiciones seguras;

- c) Proporcionar los medios para el paro del equipo de compresión en forma segura, y evitar el bloqueo de los circuitos eléctricos que abastecen el alumbrado de emergencia necesario para apoyar al personal de la estación en la evacuación del área de compresión y los circuitos eléctricos necesarios para proteger al equipo en caso de permanecer energizado.
- d) Operar por lo menos desde dos localizaciones, cada una de las cuales esté:
 - Fuera del cuarto de compresores;
 - Cerca de las puertas de salida, si la estación de compresión está cercada, o cercano a las salidas de emergencia si la estación no está cercada, y
 - A no más de 150 m de los límites de la estación de compresión.

7.38.1 El Permisario o Transportista debe evaluar mediante un análisis de riesgos, la necesidad de incorporar sistemas instrumentados de seguridad de prevención en cada estación de compresión, los cuales deberán cumplir con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

7.38.2 Si la estación de compresión suministra gas directamente a un sistema de distribución que no tiene ninguna otra fuente de gas disponible, el sistema de paro de emergencia deberá ser diseñado para evitar que opere de manera equivocada y deje sin servicio al sistema de distribución.

7.38.3 Si la estación de compresión está ubicada en una plataforma costa fuera o en cuerpos de aguas navegables, la estación de compresión deberá estar diseñada de tal forma que el sistema de paro de emergencia pueda accionarse automáticamente en los casos siguientes:

- a) Cuando la presión de gas exceda un 15% la máxima presión de operación permisible.
- b) Cuando la estación de compresión se encuentre dentro de un edificio:
 - En caso de incendio del edificio, o
 - Cuando la concentración de gas en aire alcance el 50% del límite inferior de inflamabilidad dentro del edificio.

7.39 Dispositivos de limitación de presión. Las estaciones de compresión deben contar con dispositivos de relevo de presión u otros dispositivos de protección con la capacidad y sensibilidad adecuada para que la MPOP de la tubería y equipo de la estación de compresión no se exceda más de 10%.q

7.39.1 Las líneas de venteo que liberen el gas de las válvulas de relevo de presión de una estación de compresión deben soportarse adecuadamente y extenderse hasta un lugar donde el gas pueda ser descargado sin peligro.

7.40 Equipo de seguridad adicional. El equipo de seguridad de una estación de compresión debe tener lo siguiente:

- a) Instalaciones de protección contra incendio de acuerdo a lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros. Las bombas de agua contra incendio, que en su caso estén previstas en el diseño del sistema contra incendio y formen parte de las instalaciones del mismo, no deben interrumpir su operación al accionarse el sistema de paro de emergencia;
- b) Además del paro de emergencia, los compresores deben incluir sistemas de paro por sobrevelocidad (excepto en motores de inducción eléctrica o sincrónicos), baja o alta presión del combustible, falla de lubricación, adicionalmente a las que el fabricante especifique.
- c) Un dispositivo de paro o alarma que opere en caso de enfriamiento deficiente de la unidad;
- d) Los motores que operen con inyección de gas deben contar con un dispositivo que cierre automáticamente la alimentación del gas y ventile el múltiple de distribución al paro del motor, y
- e) Los silenciadores de los motores de gas deben tener ranuras u orificios de ventilación en los difusores de cada compartimento para evitar que el gas quede atrapado en el silenciador.

7.41 Ventilación. Los edificios de las estaciones de compresión deben estar suficientemente ventilados de acuerdo con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros para asegurar que el personal no esté en peligro por la acumulación de Gas en los cuartos, sótanos, áticos, fosas u otros lugares cerrados.

D. Válvulas en tuberías de transporte

7.42 Válvulas de seccionamiento. El ducto debe contar con válvulas de seccionamiento a lo largo de su trayectoria, e instalarse como a continuación se menciona pero sin exceder la distancia marcada de acuerdo con su clase de localización:

- a) Cualquier punto de un ducto ubicado en una clase de localización 1 debe estar a 16 (dieciséis) kilómetros de una válvula como máximo;
- b) Cualquier punto de un ducto ubicado en una clase de localización 2 debe estar a 12 (doce) kilómetros de una válvula como máximo;
- c) Cualquier punto en un ducto ubicado en una clase de localización 3 debe estar a 8 (ocho) kilómetros de una válvula como máximo, y
- d) Cualquier punto en un ducto ubicado en una clase de localización 4 debe estar a 4 (cuatro) kilómetros de una válvula como máximo.

7.42.1 En caso de restricciones físicas o de accesibilidad, el espaciamiento entre válvulas de seccionamiento puede ser modificado para permitir que la válvula sea instalada en un lugar accesible.

7.42.2 Instalación de válvulas de seccionamiento. Se deben instalar válvulas de seccionamiento de acuerdo con lo siguiente:

- a) Antes y después del cruce de ríos, lagos o lagunas;
- b) Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano, y
- c) En cada conexión de un ramal (lateral) al ducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercana al ducto principal
- d) En las entradas y salidas de las estaciones de compresión.
- e) En las proximidades de zonas residenciales, comerciales e industriales, la máxima separación debe ser de 12 kilómetros.
- f) En aquellas zonas donde la mancha urbana o los desarrollos de vivienda y edificaciones de diversa índole se encuentren a distancias menores de la Franja de seguridad del Ducto a las establecidas en el numeral 9.3 o, en caso extremo, invadiendo la Franja de seguridad, el espaciamiento entre válvulas resultará de la evaluación de un estudio de riesgos así como del análisis de las consecuencias a la población y sus bienes, con objeto de minimizar el daño a éstas. Asimismo, en este supuesto, se deberá considerar la instalación de válvulas de seccionamiento automáticas, dadas las condiciones precarias de acceso al Sistema de transporte y a la necesidad de restringir el flujo de gas natural en el menor tiempo posible en caso de presentarse una fuga.

7.43 Válvulas de seccionamiento y sus dispositivos. Las válvulas de seccionamiento y sus dispositivos operativos en el ducto deben cumplir con lo siguiente:

- a) Localizarse en lugares accesibles, protegidas contra daños o manipulaciones externas, y soportadas adecuadamente para evitar movimientos de la tubería a la que están conectadas;
- b) Ubicarse fuera de derechos de vía de terceros;
- c) Se debe analizar la ubicación estratégica y espaciamiento de las válvulas de seccionamiento en áreas industriales, comerciales y residenciales donde las actividades cotidianas o de construcción puedan representar un riesgo particular de daño externo al ducto o de acceso a dichas válvulas;
- d) Los tramos de tubería que se encuentren entre válvulas deben tener una válvula con una capacidad de desfogue que permita que la tubería opere de acuerdo con las necesidades del sistema de transporte;

- e) El desfogue de la válvula se debe dirigir de tal manera que el gas pueda ser liberado a la atmósfera sin peligro, y
- f) Si el ducto se encuentra adyacente a una línea de transmisión eléctrica, el desfogue se debe situar a una distancia igual o superior a la distancia mínima de seguridad de acuerdo con lo establecido en las Normas aplicables.

E. Registros

7.44 Requisitos de diseño. Los registros subterráneos para válvulas, estaciones de relevo de presión de regulación de presión, deben:

- a) Resistir las cargas externas a las que se pueden ver sometidos y proteger el equipo instalado;
- b) Contar con un espacio de trabajo que permita que el equipo requerido en el registro se pueda instalar, operar y mantener;
- c) Construirse de manera que los tubos que crucen las paredes o que se encuentren dentro de un registro sean de acero, exceptuando la tubería de control e instrumentación que puede ser de cobre. Cuando un tubo cruce la estructura del registro, se debe evitar el paso de gases o líquidos a través de la abertura y evitar deformaciones en el tubo, y
- d) En caso de contar con equipo eléctrico, éste deberá cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

7.45 Accesibilidad. Los registros subterráneos para válvulas, estaciones de relevo de presión o de regulación de presión deben estar localizados en lugares accesibles, fuera de derechos de vía de terceros y lo más alejado posible de:

- a) Cruzamientos de calles o puntos donde el tráfico sea pesado o intenso;
- b) Puntos de elevación mínima, cuencas de recolección, o lugares donde la cubierta de acceso estuviera en el cauce de aguas superficiales, y de
- c) Instalaciones de agua, eléctricas, telefónicas, tuberías de vapor, entre otras.

7.46 Sellado, venteo y ventilación. Los registros subterráneos o fosa de techo cerrado para ductos, válvulas, estaciones de relevo de presión o de regulación de presión deben estar sellados, venteados o ventilados como se indica a continuación:

- a) Cuando el volumen interno exceda 6 m^3 :
 - Contar con dos ductos de ventilación que tengan al menos el efecto de ventilación de una tubería de 10 cm de diámetro. Los ductos deben contar con una altura que permita la descarga y dispersión del gas y evitar la formación de una mezcla explosiva.
 - Disponer de ventilación suficiente para minimizar la formación de una atmósfera explosiva en el interior, y
- b) Cuando el volumen interno sea mayor de 2 m^3 pero menor de 6 m^3 :
 - Si el registro o fosa está sellado, la cubierta de ajuste hermético debe tener orificios que puedan abrirse con el objeto de detectar una mezcla explosiva. Se debe contar con los medios para probar la atmósfera interna antes de retirar la cubierta;
 - Si el registro o fosa cuenta con ventilación, debe existir un medio para evitar que fuentes externas de ignición alcancen la atmósfera del registro, o
 - Si el registro o fosa está ventilado deberán aplicarse los incisos a) o c) de este numeral.

- c) Si un registro o fosa considerado en el inciso (b) anterior, está ventilado por las aberturas en las cubiertas o por rejillas y la relación entre el volumen interno (en m^3) y el área efectiva de ventilación de la cubierta o rejilla (en m^2), es igual o menor a 6.0, no se requiere de una ventilación adicional.

7.47 Drenaje. Los registros subterráneos para válvulas, estaciones de relevo de presión o de regulación de presión deben diseñarse para reducir al mínimo la entrada de agua a los mismos.

7.47.1 Un registro que contenga una tubería de gas no debe estar conectado al drenaje municipal o a ninguna otra estructura subterránea.

F. Protección contra sobrepresión accidental

7.48 Requerimientos generales. El ducto que esté conectado a un compresor o a una fuente de gas donde la falla del control de presión o de algún otro tipo de falla, puedan resultar en una presión que exceda a su MPOP debe tener dispositivos de relevo o de limitación de presión que cumplan con los requerimientos de los numerales 7.51 y 7.52 y adicionalmente, ser un sistema redundante. Se debe instalar un sistema para prevenir una sobrepresión accidental tal como: válvula de relevo, un regulador en monitor instalado en serie con el regulador primario o una serie de reguladores instalados corriente arriba del regulador primario.

7.49 Requerimientos para el diseño. A excepción de los discos de ruptura, cada dispositivo de relevo y de limitación de presión, debe cumplir con lo siguiente:

- a) Estar construido con materiales que no se dañen por la corrosión durante la operación del dispositivo;
- b) El dimensionamiento, selección e instalación debe estar de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros. Las válvulas y los asientos de válvulas deben estar diseñados de tal forma que eviten trabarse en una posición que haga inoperante al dispositivo;
- c) Estar instalados de tal manera que sea posible determinar:
 - Que el dispositivo esté libre;
 - La presión a la cual están operando, y
 - La ausencia de fugas cuando están en posición cerrada.
- d) Estar sostenido con soportes de material que no sea combustible;
- e) Tener tiros, ventilas o puertos de salida diseñados para prevenir la acumulación de agua, hielo o nieve, localizados donde el gas pueda descargarse a la atmósfera sin riesgos innecesarios;
- f) Estar diseñado e instalado de tal manera que el tamaño de las aberturas, el tubo, los accesorios localizados entre el sistema a ser protegido y el dispositivo de relevo de presión y el tamaño de la línea de venteo, sean adecuados para evitar la vibración del dispositivo y prevenir la disminución de su capacidad de desfogue;
- g) Cuando se instale un dispositivo para proteger de sobrepresión al sistema de transporte, dicho dispositivo se debe diseñar e instalar previendo cualquier incidente aislado, tal como una explosión por acumulación de gas o ser dañado por un vehículo;
- h) A excepción de la válvula que aísla el sistema de su fuente de presión, el dispositivo se debe diseñar para impedir la operación no autorizada, que provoque la inoperancia del dispositivo regulador de presión o la de la válvula de desfogue, y
- i) Tener la capacidad para liberar el gas localmente o a un sistema de desfogue bajo condiciones seguras.
- j) Deben ser instalados con una válvula de bloqueo a manera de facilitar su reemplazo durante la operación de las instalaciones, para realizarle pruebas o mantenimiento al dispositivo desmontado. Dichas válvulas de bloqueo deben permanecer con candado en posición abierta durante la operación

de las instalaciones y sólo se retirará el candado para maniobras de reemplazo de dispositivos de relevo de presión.

7.50 Capacidad requerida. Los dispositivos de desfogue, de limitación de presión o grupo de dispositivos instalados para proteger un sistema de transporte deben contar con la capacidad que requiera el sistema e instalarse para operar dentro de los límites de seguridad.

G. Estaciones regulación y/o medición y en su caso trampas de diablos

7.51 Ubicación. La localización de estas instalaciones debe cumplir con los lineamientos siguientes:

- a) Tener las distancias mínimas perimetrales de protección de acuerdo con el Cuadro 6 siguiente.

Cuadro 6.- Distancias mínimas de protección

Concepto	(en metros)
Concentración de personas	5
Fuentes de ignición	5
Motores eléctricos	5
Subestaciones eléctricas	5
Torres de alta tensión	5
Vías de ferrocarril	5
Caminos o calles con paso de vehículos	5
Almacenamiento de materiales peligrosos	15

- b) Estar fuera de las zonas fácilmente inundables o aquéllas en las que pudiera haber acumulamiento de gases en caso de fuga.
- c) Estar en lugares de fácil acceso.
- d) Ubicarse fuera de derechos de vía de terceros.
- d) En caso que no cumplir las distancias indicadas en el Cuadro 6, se deberán justificar las medidas adicionales de protección.

7.52 Obra civil. La estación de medición y regulación debe cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Diseñarse con materiales no combustibles.
- b) Construirse en función de las dimensiones de la tubería y considerar el espacio necesario para la protección de los equipos e instrumentos que permita las actividades de operación y mantenimiento;
- c) Tener una ventilación cruzada a favor de los vientos dominantes para garantizar que el personal que opera, mantiene, inspecciona y supervisa la instalación no corra riesgos por acumulación de gases;
- d) Estar cercada y tener puertas que permitan el acceso al personal y al equipo para que se realicen los trabajos de operación, mantenimiento e inspección. El acceso debe ser restringido y las puertas contar con candado, y
- e) Contar con accesos para atención a emergencias.

7.53 Obra eléctrica. La instalación eléctrica de una estación de regulación y/o medición debe cumplir con normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

7.54 Obra mecánica. La estación de regulación y/o medición debe cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Contar con una válvula de seccionamiento en la tubería de alimentación a la estación de regulación y medición que cumpla con las características siguientes:

- Estar ubicada en un lugar accesible y protegida contra daños que pudieran ocasionar terceras personas y a una distancia segura de la estación;
 - Contar con mecanismos para accionarla de acuerdo con sus especificaciones;
 - Estar bien soportada mecánicamente para prevenir esfuerzos en la tubería, y
 - Estar diseñada para que la presión de diseño sea igual o mayor a la presión de operación del ducto.
- b) Tener instalado un separador de líquidos antes de la medición y regulación en caso de considerarse necesario;
- c) En su caso contar con líneas de desvío (by-pass) para mantenimiento, sin necesidad de interrumpir el suministro de gas;
- d) Contar con dispositivos de seguridad para protegerla de cualquier sobrepresión;
- e) En caso de contar con válvulas de seguridad que desfoguen a la atmósfera, el venteo debe prolongarse hasta una altura que permita dispersar el gas sin que presente riesgos al personal o a las instalaciones;
- f) Los procedimientos de soldadura empleada para la instalación de la estación se deben calificar de acuerdo con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros;
- g) En tubería superficial que requiera de acceso para mantenimiento, la parte inferior de ésta debe tener una altura mínima de 0.65 metros sobre el nivel del piso y, de acuerdo con esta altura, construir los soportes;
- h) Para el caso de estaciones de regulación y medición compactas en gabinete, la parte inferior de las tuberías deberá tener una altura mínima de 0.25 metros sobre el nivel del piso.
- i) Se deben considerar los esfuerzos previsible en los soportes de la tubería y accesorios;
- j) La tubería y los accesorios que van enterrados se deben proteger contra la corrosión, de acuerdo con lo establecido en el Apéndice I de esta Norma;
- k) La tubería y los accesorios superficiales se deben proteger contra la corrosión de acuerdo con lo establecido en esta norma;
- l) Se deben instalar válvulas de bloqueo en las conexiones para la instalación de instrumentos, y
- m) Contar con los Diagramas de Arreglo de Tubería (DAT) y Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI).

7.55 Reguladores. Los reguladores deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a) La capacidad nominal debe ser superior al consumo estimado para la hora pico de la demanda;
- b) La presión de diseño debe ser superior a la máxima presión de operación esperada en la estación de regulación y medición;
- c) El diámetro de la tubería a la que se conecta el regulador no debe ser menor al diámetro de las conexiones de éste;
- d) En la instalación del regulador se deben tomar en cuenta las recomendaciones del fabricante;
- e) Cuando el diseñador lo considere conveniente, se puede diseñar la estación de regulación y medición con uno o más pasos de regulación;
- f) Prevenir un fallo en el regulador para lo cual se deberá contar con un dispositivo de seguridad que proteja de sobrepresión a la estación de regulación y medición y a las instalaciones aguas arriba que se les suministra Gas;
- g) En caso de que la reducción de presión ocasione congelamiento en los reguladores, éstos deben contar con los elementos necesarios para evitarlo, y

- h) En caso de considerarse necesario, además de los separadores de líquidos, se pueden instalar filtros para retener partículas sólidas que pueda arrastrar el Gas.

7.56 Medidores. En la estación de regulación y medición se pueden instalar medidores de diferentes tipos, de acuerdo con sus rangos de capacidad. La instalación de medidores deberá considerar lo siguiente:

- a) Se debe realizar de acuerdo con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.
- b) En todos los casos se deben observar las recomendaciones de los fabricantes de los medidores, con relación a diámetros de las tuberías, conexiones y distancia a otros aparatos o accesorios en la instalación.
- c) Los medidores instalados en las estaciones de regulación y medición deben ser del tipo generalmente utilizado en la industria del gas.
- d) El medidor debe ser especificado o seleccionado de acuerdo a la presión máxima de operación de la estación de regulación y medición.
- e) Cuando la presión del gas no sea constante, se debe instalar al medidor un corrector de la lectura por presión y, si es el caso, por temperatura.

La verificación de la calibración de los medidores se debe hacer siguiendo las recomendaciones del fabricante. El periodo de tiempo entre las verificaciones de los medidores se debe establecer en los procedimientos de operación y mantenimiento.

H. Control de la corrosión en tuberías.

Para la protección y/o control de la corrosión de las tuberías de los sistemas de transporte de gas que se encuentren enterrados o sumergidos serán aplicables las disposiciones del Apéndice I de esta Norma Oficial Mexicana.

Esta sección establece los requerimientos mínimos para la protección de los sistemas de tuberías y sus componentes metálicos contra la corrosión interna y externa. Las tuberías existentes y nuevas que califiquen para uso bajo esta Norma Oficial Mexicana deben satisfacer los requerimientos de esta sección.

7.57 Corrosión externa. Las tuberías se deben proteger contra la corrosión utilizando un sistema de recubrimiento anticorrosivo y de protección catódica, salvo lo permitido por el numeral 3.2 del Apéndice I de esta Norma Oficial Mexicana. Se deberán tomar las medidas adecuadas para la selección, instalación, inspección y evaluación de los sistemas de protección contra la corrosión.

7.57.1 Recubrimiento anticorrosivo aplicado en planta.

La preparación, aplicación y pruebas del recubrimiento deberá cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

- a) Ser aplicado a la superficie de la tubería previamente preparada y limpia;
- b) Tener la suficiente adhesión a la superficie metálica del tubo para evitar la introducción de la humedad entre el recubrimiento y el tubo;
- c) Ser suficientemente dúctil para evitar agrietamientos;
- d) Ser suficientemente resistente contra daños por el manejo de la tubería y por esfuerzos ocasionados por el suelo;
- e) Ser de una resistencia dieléctrica que permita cumplir con los criterios de protección catódica establecidos en esta norma considerando las condiciones de campo y de baja capacidad de absorción de humedad;
- f) Contar con el Reporte de Pruebas de Materiales del recubrimiento.

7.57.2 Recubrimiento anticorrosivo aplicado en campo.

Cuando sea necesario realizar la aplicación del recubrimiento en campo, incluyendo reparaciones, deberá llevarse a cabo de acuerdo al procedimiento correspondiente, utilizando un material de las mismas características o compatible con el recubrimiento del sistema, así como con el sistema de protección catódica

existente, con objeto de minimizar que se presente apantallamiento. El proceso de aplicación debe minimizar el riesgo de daños al personal que lo aplica y al ambiente.

7.57.3 Asimismo, durante la construcción deben tomarse las medidas siguientes:

- a) El recubrimiento debe ser revisado y reparado de cualquier daño que tenga inmediatamente antes de bajar la tubería y tapar la zanja;
- b) El recubrimiento debe protegerse para evitar cualquier daño causado por los soportes de la tubería, irregularidades que se encuentren en la zanja o relleno de la misma;
- c) Si la tubería recubierta va a ser introducida por perforación horizontal en cualquiera de sus modalidades (direccional, rompimiento, hincado o por topo) o por algún método similar, se debe instalar un recubrimiento de material adecuado con el proceso constructivo a utilizar y poner especial atención para minimizar daños al recubrimiento;

7.58 Control de corrosión interna: Cuando se retire un tramo de tubería, se debe inspeccionar su superficie interna en busca de evidencias de corrosión y documentar los hallazgos, en cuyo caso se debe:

- a) Investigar los tramos adyacentes (posterior y anterior) de la tubería para determinar si existe extensión de la corrosión interna.
- b) Realizar el reemplazo de la extensión requerida de acuerdo con un espesor de pared mínimo remanente, previamente establecido de acuerdo a la presión de operación y las condiciones de diseño de la tubería marcadas por esta Norma.
- c) Tomar las medidas necesarias para minimizar la corrosión interna.

7.59 Monitoreo de la corrosión interna. En la eventualidad de presencia de gas corrosivo en el sistema de transporte, se deben utilizar probetas u otro dispositivo adecuado para determinar la efectividad de las medidas adoptadas para minimizar la corrosión interna. Cada probeta u otro medio de monitoreo de corrosión interna se debe implementar dos veces cada año calendario, pero con intervalos que no excedan 7½ (siete y medio) meses.

7.59.1 Los dispositivos que se pueden emplear para medir la corrosión interna o la eficiencia de los inhibidores incluyen sondas de hidrógeno, sondas de corrosión, probetas con pérdida de peso, embobinadoras de ensayo y equipo para ensayos no destructivos capaces de indicar pérdida del espesor de pared.

7.60 Control de la corrosión atmosférica en ductos e instalaciones superficiales. Los Ductos e instalaciones superficiales que estén expuestos a la atmósfera se deben limpiar y proteger con recubrimientos de material adecuado para prevenir la corrosión atmosférica, siguiendo el procedimiento recomendado por el fabricante. Además, se debe contar con un programa para monitorear la corrosión exterior y llevar a cabo reparaciones donde sea necesario.

7.60.1 Después de cumplir con los requerimientos del numeral 7.60, se debe evaluar cada tubería e instalaciones superficiales que estén expuestas a la atmósfera y tomar las medidas correspondientes de protección a intervalos que no excedan de tres años.

7.61 Medidas correctivas cuando se presente corrosión en los Ductos. Se debe realizar lo siguiente:

- a) Proteger mediante un Sistema de recubrimiento anticorrosivo el tramo de tubería metálica que reemplace a Ducto que remplace a uno o varios tubos dañados por corrosión externa. Dicho recubrimiento deberá cumplir con lo establecido en la Disposición 7.59.2 de esta norma;
- b) Reemplazar o reducir la presión de operación del sistema de transporte de acuerdo con la resistencia calculada del tubo, basándose en el espesor de pared real remanente de cada tramo con corrosión generalizada y con un espesor de pared remanente menor que el requerido para la MPOP de la tubería. Si el área con corrosión generalizada es reducida, el tubo corroído se puede reparar.

La corrosión por picadura que esté agrupada puede afectar la resistencia total del tubo, por lo que se considerará como corrosión generalizada para el propósito de este inciso;

- c) Reemplazar, reparar o reducir la presión de operación, de acuerdo con la resistencia del tubo basada en el espesor real de pared remanente en las picaduras que pudieran provocar fugas;
- d) A fin de determinar las posibilidades de continuar en servicio y evaluar la resistencia remanente en tuberías de una zona que sufrió corrosión, se pueden utilizar métodos analíticos, pruebas de presión o métodos alternativos; y
- e) Reparar las secciones de tubería y juntas mediante el método que resulte adecuado basándose en una evaluación de ingeniería.

7.62 Reportes escritos de control de la corrosión. Se deben conservar los reportes escritos o mapas que muestren la localización de la tubería e instalaciones catódicamente protegidas, así como otras instalaciones y estructuras vecinas protegidas catódicamente.

7.62.1 Los mapas, reportes de cada prueba, investigación o inspección requeridos en el numeral anterior que contengan información relativa a un adecuado control de la corrosión deberán conservarse por el tiempo que la tubería permanezca en servicio.

7.63 Recubrimiento externo. Los procedimientos de mantenimiento y operación deberán incluir la metodología para la aplicación, manejo e inspección del recubrimiento. Éste debe ser inspeccionado antes, durante y después de la instalación de la tubería para detectar imperfecciones o fallas.

8. Soldadura

8.1 Soldadura en tuberías de acero. Esta sección establece los requisitos mínimos para soldar tuberías de acero en un sistema de transporte. No es aplicable a la soldadura que se realiza en la fabricación de los tubos y componentes de tubería de acero.

8.2 Requisitos generales. La soldadura debe ser realizada por un soldador calificado utilizando procedimientos calificados. Ambos, los soldadores y los procedimientos, deben cumplir además con los requerimientos de esta sección. Para calificar el procedimiento de soldadura, la calidad de la soldadura deberá determinarse por pruebas destructivas.

8.2.1 Los procedimientos de soldadura aplicados a un sistema de transporte se deben conservar, e incluir los resultados de las pruebas de calificación de soldadura.

8.3 Calificación del procedimiento de soldadura. Antes de que se realicen las soldaduras en una tubería de acero se debe contar con un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros. La calificación del procedimiento debe efectuarla un inspector de soldadura calificado.

El procedimiento de soldadura y el reporte de su calificación deberán estar disponibles para referencia o consulta cuando la unidad de verificación lo solicite.

8.4 Procedimiento de soldadura. El procedimiento debe establecer el alcance y limitaciones para cada aplicación.

8.5 Calificación de soldadores. Los soldadores serán calificados de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

8.6 Limitaciones de los soldadores. Las personas que realicen trabajos de soldadura deberán observar lo siguiente:

- a) Para soldar tuberías en una estación de compresión, el soldador debe estar calificado de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las

normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros para este tipo de instalaciones;

b) Después de la calificación inicial, un soldador deberá ser recalificado:

- i)** Cuando exista una razón específica para cuestionar su habilidad o si no ha empleado el proceso específico en un periodo de 6 meses o mayor
- ii)** Anualmente.

8.7 Protección de las soldaduras. Durante el proceso de soldadura en tuberías, se debe proteger de condiciones ambientales adversas que pudieran perjudicar la calidad de la soldadura. Las soldaduras terminadas en tuberías enterradas y/o sumergidas deberán ser protegidas contra la corrosión, de acuerdo con lo establecido en el Apéndice I de esta Norma Oficial Mexicana y en instalaciones superficiales de acuerdo a lo establecido en el numeral 7.62 de esta Norma.

8.8 Juntas a inglete. Las juntas a inglete deben presentar las características siguientes:

- a)** No se permiten juntas a inglete en tuberías que operen al 30% (treinta por ciento) de la RMC o más con un ángulo mayor de 3 grados.
- b)** En tubos de acero que van a ser operados a presiones que provocan esfuerzos tangenciales menores de 30% (treinta por ciento), pero mayores de 10% (diez por ciento) de la RMC, no se debe desviar o deflexionar el tubo más de 12.5° (doce punto cinco grados). La distancia entre soldaduras de inglete debe ser igual o mayor a un diámetro de la tubería que se va a soldar, y
- c)** No se debe desviar o deflexionar el tubo más de 90° (noventa grados) en una unión a inglete en una tubería de acero que va a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales iguales o menores al 10% (diez por ciento) de la RMC.

8.9 Preparación para soldar. Antes de iniciar cualquier proceso de soldadura, las superficies a soldar deben estar limpias y libres de cualquier material que pueda afectar la calidad de la soldadura. La tubería y sus componentes deben estar alineados para proporcionar las condiciones más favorables para la deposición de la soldadura en la raíz del área a soldar. Dicha alineación se debe conservar mientras la soldadura de fondeo está siendo depositada.

8.9.1 Los requerimientos de pre y post-calentamiento de la tubería se deben establecer en base a sus propiedades mecánicas y metalúrgicas, los cuales deberán estar incluidos en el procedimiento de soldadura correspondiente.

8.10 Inspección y prueba de soldaduras.

8.10.1 Las uniones soldadas circunferenciales tanto en línea regular como en obras especiales, empates y doble junta, incluyendo conexiones e interconexiones soldadas se deben inspeccionar radiográficamente al 100% mediante rayos X o rayos Gamma. En caso de que técnicamente no sea factible aplicar este método de prueba, la inspección se podrá llevar a cabo mediante ultrasonido por haz angular. Las pruebas de dureza, cuando apliquen, y la inspección radiográfica de las soldaduras se deben hacer después de cualquier relevado de esfuerzos o doblez de las tuberías.

Para otras soldaduras del sistema que no sean circunferenciales, en las que no sea factible realizar pruebas radiográficas, se deben inspeccionar mediante pruebas no destructivas de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.11.

Se debe realizar una inspección visual al 100% de las soldaduras para asegurar la aplicación del procedimiento mencionado en el numeral 8.4 y que sea aceptable de acuerdo con el numeral 8.10.2.

8.10.2 Criterios de aceptación o rechazo de una soldadura. Los criterios de aceptación o rechazo de una soldadura visualmente inspeccionada o inspeccionada con cualquier método de prueba no destructiva se determinarán de acuerdo a lo establecido en el código API-1104.

8.11 Pruebas no destructivas. Las Pruebas no destructivas a soldaduras se deben realizar por métodos que indiquen con precisión y claridad las discontinuidades y/o los defectos en la soldadura, que pueden afectar la integridad de la misma de acuerdo a lo establecido en el código API-1104

8.11.1 Los procedimientos para pruebas no destructivas se deben establecer con el objeto de obtener los defectos, para asegurar la aceptabilidad de la misma, de acuerdo con el código API-1104.

8.12 Archivo de las pruebas. Se debe conservar en archivo, durante un periodo de cinco años, un registro histórico de las pruebas no destructivas de todas las soldaduras que incluya, entre otros, la calificación de los procedimientos y probetas de soldadura, la calificación de los soldadores y los reportes de las pruebas no destructivas realizadas.

8.13 Reparación o remoción de defectos. Las soldaduras que sean rechazadas de acuerdo con el numeral 8.10.1, se deben reparar o remover.

8.13.1 En soldadura reparada se debe remover el defecto de raíz. Después de repararse una soldadura, debe inspeccionarse no destructivamente utilizando el mismo método que la inspección original para asegurar su aceptabilidad y adicionalmente se podrán efectuar otras pruebas no destructivas.

8.13.2 La reparación de una soldadura rechazada se debe realizar de acuerdo con los procedimientos de reparación de soldadura calificados.

8.13.3 Las laminaciones y otros defectos en tubería deben ser reparados o retirados de acuerdo al procedimiento respectivo, el cual debe ser aprobado y ser acorde con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

8.14 Quemaduras por arco. Las quemaduras por arco pueden causar concentraciones de esfuerzos en la tubería y deben ser evitadas, retiradas o reparadas. Las muescas en el metal causadas por quemaduras de arco deben ser retiradas por esmerilado siempre que el esmerilado no reduzca el espesor de pared a menos del mínimo permitido por las especificaciones del material. La remoción completa de las muescas en el metal creadas por estas quemaduras debe realizarse de acuerdo al procedimiento respectivo, el cual debe ser aprobado y estar de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros. Si el espesor de pared del tubo después del esmerilado es menor al permitido por las especificaciones del material, la zona del tubo que contenga la quemadura por arco debe ser retirada o reparada. Los parches por injerto no están permitidos.

9. Construcción de los ductos de transporte

9.1 Requisitos generales. Los ductos de transporte de gas se deben construir de acuerdo con las especificaciones o estándares que sean congruentes con esta Norma Oficial Mexicana.

9.2 Inspección de materiales. Cada tramo de tubería y sus componentes se deben inspeccionar visualmente en el sitio de la instalación (franja de seguridad) por personal calificado para asegurar que cualquier daño identificado sea corregido y no afecte la operación y seguridad del sistema.

9.3 Ancho mínimo de la Franja de Seguridad. El ancho mínimo de la franja del sistema para la protección, operación, mantenimiento e inspección de los Ductos para el transporte de gas se indica en el Cuadro 7 siguiente.

Cuadro 7.- Ancho mínimo de franja de seguridad del sistema para alojar la tubería de transporte.

Diámetro Nominal milímetros (pulgadas)	Ancho mínimo de la franja de seguridad (metros)		
	A	B	C

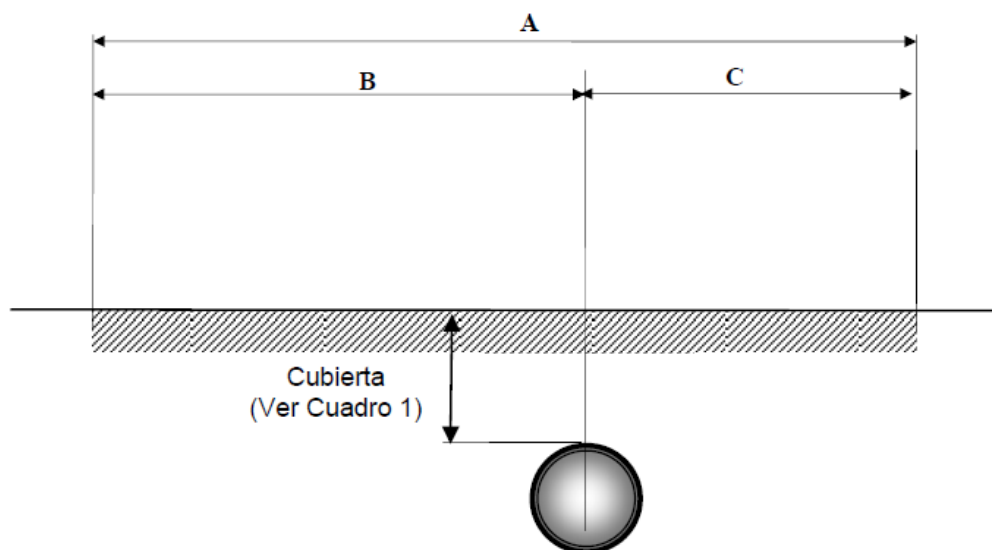
Hasta 200 mm (8")	7	2	5
De 250 mm (10") a 450 mm (18")	10	5	5
De 500 mm (20") y mayores	14	5	9

Notas:

(1) Se debe conservar una distancia mínima de 5 m del eje longitudinal del ducto al hombro de la superficie de rodamiento de caminos menores y de 10 m con caminos mayores o vías de ferrocarril.

Para Ductos menores a 20" éstos se pueden calcular para cargas bajo condiciones de aplastamiento con profundidad mínima de 1.2 m y un factor de diseño (F) no mayor de 0.4 a efecto de evitar las distancias mínimas de separación con caminos y vías de ferrocarril.

(2) Para el caso en que dentro de una misma franja de seguridad se aloje más de un ducto, el ancho de ésta se debe aumentar en proporción del diámetro de cada ducto adicional más la separación que haya entre ellos de acuerdo con el numeral 7.6 de esta Norma.



Dentro de zonas urbanas	
Hasta 101.6 mm (4")	Diámetro exterior de la tubería + 101.6 mm (4") a cada lado de la tubería
De 152.4 mm a 203.2 mm (6" a 8")	Diámetro exterior de la tubería + 152.4 mm (6") a cada lado de la tubería
De 254 mm a 304.8 mm (10" a 12")	Diámetro exterior de la tubería + 203.2 mm (8") a cada lado de la tubería
Mayores a 304.8 mm (12")	Diámetro exterior de la tubería + 254 mm (10") a cada lado de la tubería

Nota: Esta tabla es aplicable a los ductos localizados dentro de zonas urbanas existentes y en las que estén previstas como tales en los planes de desarrollo urbano municipales.

9.3.1 Para el alojamiento de un ducto en una Franja de Seguridad existente, el Permisionario o Transportista debe sujetarse a las disposiciones del titular de dicha franja.

En el caso que el Permisionario o Transportista requiera instalar otro Ducto en la misma franja de seguridad de un Ducto existente, el ancho mínimo de la franja de seguridad debe ser el correspondiente al Ducto que tenga el diámetro mayor indicado en el Cuadro 7, y a éste se le deberá adicionar la separación entre paños de tubos, misma que deberá cumplir con el numeral 7.6.1. Cuando por limitantes físicas no sea posible aumentar el ancho de la Franja de Seguridad asociado a la separación de tuberías, el o los nuevos Ductos se deben calcular para cargas bajo condiciones de aplastamiento con profundidad mínima de 1.2 m y un factor de diseño (F) no mayor de 0.4, en cualquier caso, las separación entre Ductos debe permitir efectuar las actividades de mantenimiento en cualquiera de ellos sin afectar a los otros Ductos.

9.3.2 Cuando no se pueda establecer una Franja de Seguridad del sistema de ductos como lo indica el Cuadro 7 y se tenga que alojar el ducto en una “franja de servicios urbanos”, se deberá cumplir con los requerimientos del numeral 7.6.1 de esta norma.

9.3.3 El Transportista debe tener servidumbre de paso o titularidad de la franja de seguridad del Ducto.

9.3.4 El Permisionario o Transportista que identifique invasiones a la franja de afectación y/o al derecho de vía de un ducto, deberá notificarlo al gobierno estatal y local de que se trate, así como a la Comisión para que ésta tome las medidas regulatorias pertinentes.

9.4 Cambio de dirección. Los cambios de dirección durante la construcción pueden llevarse a cabo por medio del doblado de la tubería o codos. El doblado no debe afectar la capacidad de servicio de la tubería. Los dobleces realizados en campo deben cumplir con lo siguiente:

- a) El radio mínimo de doblado se establece en la siguiente tabla:

Cuadro 8.- Radio mínimo de doblado.

Diámetro nominal milímetros (pulgadas)	Radio mínimo
304.8 mm (12") y menores	18D
355.6 mm (14")	21D
406.4 mm (16")	24D
457.2 mm (18")	27D
508 mm (20") y mayores	30D

D: diámetro nominal del ducto.

- b) En tubos de soldadura longitudinal, debe cuidarse que la soldadura longitudinal esté tan cerca como sea posible del eje neutral del doblez, a menos que:
- El doblez se realice con un mandril curvador interno, o
 - El tubo sea de un diámetro externo de 305 mm o menor, o
 - Tenga una relación diámetro a espesor de la pared menor a 70.
- c) Los dobleces deberán estar libres de abolladuras, fracturas, ovalamiento y otros daños mecánicos evidentes. Los dobleces se deberán controlar de tal forma que no se perjudique la integridad estructural y operacional de la tubería.
- d) Todas las soldaduras que estén sujetas a esfuerzos durante el doblado deberán ser calificadas por pruebas no destructivas.
- e) La soldadura circunferencial en tubos de acero que se localice en un área que se vaya a someter a un proceso de doblado, se debe probar por métodos no destructivos antes y después de dicho proceso.

- f) Los codos de acero forjado para soldar y los segmentos transversales de los mismos, no se deben usar para cambios de dirección en tubos de acero de 50 mm (2") de diámetro o mayor, a menos que la longitud del arco, medido sobre la curva interna, sea de 25.4 mm, como mínimo.

9.5 Protección contra factores externos. Los ductos deben estar protegidos contra deslaves, inundaciones, suelos inestables, deslizamientos de tierra u otros riesgos que puedan provocar que la tubería se mueva o que esté sometida a cargas anormales. Para obtener una adecuada protección de la tubería, se deberá considerar lo siguiente:

- a) Las instalaciones superficiales o aéreas (Ducto de transporte o cabezal principal) deben estar protegidas de daño accidental ocasionado por tráfico vehicular u otras causas similares y colocarse a una distancia segura del tráfico o en su defecto colocar barricadas.
- b) Cuando los ductos crucen áreas que normalmente se hallan bajo agua o instaladas en áreas que tienen la probabilidad de inundarse, como niveles freáticos altos, lagos, bahías, pantanos y cruces de ríos, se debe aplicar a la tubería un peso o anclaje (lastre) cuando sea requerido, suficiente para impedir que flote. El cruce de tubería en un cuerpo de agua se ubicará en el margen y lecho más estable. La profundidad, la localización de los dobleces localizados en las márgenes y el espesor de pared de la tubería se deben seleccionar con base en las características del cruce, siguiendo las prácticas de la industria y técnicas de ingeniería correspondientes.
- c) Se deben tomar las medidas necesarias para proteger a un Ducto de transporte de peligros naturales y considerar lo siguiente: aumentos de espesor de pared, construcción de muros de contención de tierras, medidas preventivas contra la erosión, instalación de anclajes e incorporación de medidas que aumenten la flexibilidad, recubrimientos especiales, etc.

9.6 Instalación de tubos en zanja. Los Ductos de transporte que van a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales iguales o mayores al 30% (treinta por ciento) de la RMC, se deben instalar en una zanja de tal manera que la tubería se adapte y ajuste al fondo de ésta con objeto de minimizar los esfuerzos y proteger el recubrimiento de la tubería contra daños.

9.6.1 Cuando se cubre la zanja donde se aloja un ducto, ésta se debe rellenar de manera que:

- a) Se proporcione un soporte firme bajo el ducto, y
- b) Se eviten daños al ducto y a su recubrimiento provocados por el equipo de maniobras o material de relleno.

9.7 Encamisado. El encamisado que se instale a un ducto de transporte que cruce una vía de ferrocarril o carretera debe cumplir con lo siguiente:

- a) Estar diseñado para resistir las cargas impuestas;
- b) Se deben sellar los extremos del encamisado si existe la posibilidad de que pudiera penetrar agua en el ánulo que forman la tubería con el encamisado;
- c) Si se sellan los extremos de un encamisado sin ventilación y el sello es lo suficientemente resistente para mantener la presión máxima permisible de operación del ducto, el encamisado deberá estar diseñado para soportar esta presión a un nivel de esfuerzo no mayor al 72% de la RMC.
- d) En cruzamientos, se permite instalar una tubería sin encamisar, siempre y cuando en el diseño se haya tomado en cuenta las cargas externas de la misma.
- e) Si se instalan venteos se deben proteger contra agentes atmosféricos para evitar que entre agua al encamisado.

9.8 Perforación horizontal direccional.

9.8.1 El personal que implemente y ejecute la perforación horizontal debe estar capacitado y tener la experiencia para realizar los trabajos requeridos.

9.8.2 Antes de comenzar los trabajos sobre perforación horizontal, se debe tener un plan que incluya procedimientos sobre las acciones que deben implementarse para llevar a cabo la perforación exitosamente. El plan debe considerar, al menos, lo siguiente:

- a) Uso de la herramienta perforadora y equipo de rastreo para verificar la ruta
- b) Requisitos de espacio para el equipo en los puntos de entrada y salida
- c) Requisitos de espacio para construir el área para jalar la tubería
- d) Protección a la tubería contra la abrasión durante el proceso de colocación
- e) Requerimientos de agua y líquido de perforación
- f) Plan de protección al ambiente y monitoreo de las actividades
- g) Plan sobre el manejo del líquido de perforación
- h) Planes de contingencia sobre derrame o pérdida de fluido, respuesta, limpieza y mitigación
- i) Especificaciones del equipo a utilizar e integridad de los mismos

9.8.3 Los procedimientos para el manejo e instalación deben desarrollarse para que la tubería reciba el menor daño posible al recubrimiento y se eviten esfuerzos excesivos durante su instalación. Se debe utilizar equipo de tamaño adecuado para levantar y colocar la tubería en el punto de salida de la broca de perforación.

9.8.4 La evaluación de la integridad de la tubería y su recubrimiento deben considerar:

- a) Inspección visual y no destructiva de la tubería y cordones de soldadura, antes de jalar la tubería
- b) Inspección visual de la tubería y recubrimiento en el punto donde sale del punto de perforación
- c) Prueba de presión después de la instalación de la sección que fue colocada mediante perforación horizontal

9.9 Reparaciones de rasgaduras y estrías en campo. Los defectos en forma de rasgaduras y estrías deben ser:

- a) Removidos por esmerilado, siempre que el espesor de pared remanente esté de acuerdo con los requerimientos establecidos en el numeral 11.20.
- b) Eliminar la parte dañada de la tubería cortando un carrete donde se encuentra el defecto y sustituirse por otro de las mismas especificaciones, cuando las condiciones del numeral anterior no puedan cumplirse.

9.10 Abolladuras o hendiduras. La profundidad de una hendidura se deberá medir entre el punto más bajo de la hendidura y el contorno original de la tubería. Donde exista una hendidura que tenga una profundidad mayor de 6% (seis por ciento) del diámetro exterior de la tubería, se debe eliminar la porción afectada en forma de carrete. Lo anterior se aplicará para tuberías con diámetro nominal mayor a 101.6 mm, o repararse de acuerdo con los numerales 11.20 y 11.21 de esta Norma Oficial Mexicana.

9.11 Reparaciones por parche. No se permite reparar los defectos de la tubería por medio de parches.

9.12 Precauciones para evitar explosiones y fuegos no controlados durante la instalación.

Las actividades de construcción, tales como soldadura con gas, soldadura eléctrica y corte con soplete se deben realizar en forma segura. Siempre que la tubería contenga gas, se debe evitar la mezcla gas-aire midiendo los límites de inflamabilidad.

9.13 Transporte de tubería de acero. La transportación de tubería por ferrocarril, ríos o vías marinas que tenga una relación de diámetro externo-espesor de pared de 70 a 1 o mayor y que va a operar a esfuerzos del 30% o mayores de la RMC, deberá apegarse a lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

Cuando no sea posible establecer si una tubería fue transportada de acuerdo con la normatividad vigente, dicha tubería deberá ser probada hidrostáticamente por un periodo de cuando menos 8 horas, conforme con lo siguiente:

- A 1.25 veces la MPOP para clase de localización 1
- A 1.5 veces la MPOP para clases de localización 2, 3 y 4.

9.14 Imperfecciones superficiales en tuberías de acero. Las imperfecciones superficiales como rasgaduras, muescas, hendiduras, entre otras, se deberán reparar de acuerdo con lo establecido en las Disposiciones 9.8 y 9.9 cuando la tubería opere a presiones que produzcan un esfuerzo tangencial igual o mayor que el 20% de la RMC, o en tuberías mayores a 114.3 mm de diámetro exterior con un espesor de pared nominal de 6.0 mm. Estas tuberías se deben probar a una presión igual a su presión de diseño antes de ser usadas para el transporte de gas.

9.15 Trampas para dispositivos de limpieza e inspección interior

9.15.1 Las trampas de diablos deben instalarse para enviar y recibir dispositivos de limpieza e inspección interior para mantener la eficiencia de transporte del ducto. Toda la tubería, válvulas, tapas y accesorios de las trampas deben cumplir con las secciones correspondientes establecidas en las Normas aplicables.

9.15.2 Las trampas de diablos ubicadas en los extremos terminales de los ductos y sus conexiones asociadas, deben sujetarse al piso con anclas adecuadas y concreto; así mismo, deben contar con los soportes superficiales adecuados para prevenir la transmisión de esfuerzos al ducto debido a expansión y contracción.

10. Inspección y pruebas de hermeticidad

10.1 Requisitos generales. Todo Ducto que conduzca gas combustible, de acuerdo al campo de aplicación de esta Norma Oficial Mexicana, debe someterse a una prueba de hermeticidad después de su construcción y antes de ser puesto en servicio, incluyendo ampliaciones, reparaciones y modificaciones.

10.1.1 La prueba de hermeticidad debe realizarse sólo con agua, aire o gas inerte conforme al Cuadro 9 siguiente. Cuando se use agua ésta debe ser de calidad satisfactoria al estar libre de materiales que sedimenten y, en caso de usarse aire, el equipo de compresión que se utilice deberá contar con filtros para polvo y líquidos.

10.1.2 Deberá realizarse una prueba hidrostática a aquellos Ductos que tengan más de 20 años de operación y que:

- a) No se haya realizado una corrida de diablo instrumentado; o
- b) No cuenten con los documentos relativos a los materiales, construcción e historial sobre su operación y mantenimiento; o,
- c) No pueda evidenciarse, mediante un estudio de integridad del ducto, el estado físico en que se encuentran.

10.1.3 Siempre que se aplique una prueba hidrostática o neumática, se debe evaluar la capacidad de resistencia del sistema de transporte contra fracturas cuando se encuentra en el nivel máximo de tensión durante la prueba.

10.2 Requisitos de seguridad y protección. Al realizar las pruebas establecidas en este capítulo, se deben tomar las medidas necesarias, conforme al procedimiento de prueba, para proteger a los operadores y técnicos del sistema de transporte y al público en general durante la realización de las mismas.

10.2.1 Durante el desarrollo de las pruebas, las personas que no participan en ellas deberán permanecer fuera del área durante el periodo en el cual la presión se eleve a más del 50% de la diferencia entre la presión de operación y la presión de prueba, hasta que la presión sea reducida a la presión de operación del ducto. Asimismo, en el caso de usar gas inerte como medio de prueba, se debe asegurar que dicho gas no ocasione daño al medio ambiente.

10.2.2 El Permisionario o transportista deberá contar con los procedimientos respectivos para llevar a cabo de manera segura las pruebas de hermeticidad que garanticen la detección de todas las fugas en el tramo que se está probando.

10.3 Desarrollo de la prueba. Las pruebas hidrostáticas deben ser atestiguadas por una Unidad de Verificación. Para tramos de tuberías en instalaciones superficiales con longitud igual o menor a 25 m en donde no sea práctico solicitar la presencia de una Unidad de Verificación para el atestiguamiento de la prueba, el Permisionario o Transportista deberá mantener los datos de la prueba en un documento firmado por el personal responsable de la misma para su posterior verificación por parte de la Unidad de Verificación.

10.3.1 En el caso de ductos nuevos, se debe elegir entre la prueba de la totalidad del ducto o la prueba por tramos, dependiendo de la longitud y características del sistema. Una vez concluida la instalación del ducto o tramo dentro de la zanja y realizados los empates necesarios, se debe efectuar la prueba de hermeticidad, antes del relleno de la zanja. En el caso de prueba por tramos, se debe poner especial cuidado en la inspección de las soldaduras de empate entre los tramos probados. La ingeniería debe especificar el valor de la presión de prueba por segmento de acuerdo con el procedimiento de la prueba establecido, especificando los segmentos de prueba, mismos que deben ser los mínimos factibles.

10.3.2 Durante la prueba de hermeticidad se deben generar los registros de presión y temperatura, los cuales deberán conservarse durante la vida útil del sistema de transporte.

10.3.3 Se debe probar la hermeticidad de todos los tramos de tubería de acero así como, en su caso, localizar y eliminar todas las fugas de conformidad con lo establecido en esta Norma.

10.3.4 Al término de la prueba no debe existir cambio en la presión, más que el atribuible a una variación en temperatura o presión atmosférica, el cual deberá demostrarse mediante la memoria de cálculo correspondiente. En caso contrario, el sistema se debe revisar hasta eliminar todas las fugas, repitiendo la prueba hasta demostrar la hermeticidad del mismo.

10.3.5 Si la prueba es hidrostática, la presión debe mantenerse como mínimo 8 horas y si es neumática debe mantenerse 24 horas.

10.3.6 Cuando en el diseño de los Ductos se considere un aumento en el espesor mínimo por corrosión, la presión de prueba deberá multiplicarse por el resultado de la siguiente relación:

$$(\text{Espesor mín. calculado} + C) / \text{Espesor mínimo calculado}$$

Dónde:

C = Espesor adicional al considerar posible corrosión

10.4 Requisitos de prueba para Ductos de acero.

Cuadro 9.- Requisitos de prueba para Ductos de acero que operan a esfuerzos tangenciales de 30% o más de la RMC

Clase de Localización	Medio de la prueba permitido	Presión de prueba prescrita	
		Mínima	Máxima
1, División 1	Agua	1.25 x MPO	----
1, División 2	Agua	1.25 x MPO	----
	Aire o gas [Nota (1)]	1.25 x MPO	PP ÷ 1.25, o la PD
2	Agua	1.25 x MPO	----
	Aire [Nota (1)]	1.25 x MPO	PP ÷ 1.25, o la PD
3 [Nota (2)]	Agua [Nota (3)]	1.50 x MPO	----
4	Agua [Nota (3)]	1.50 x MPO	----

PD = Presión de Diseño

MPO = Máxima Presión de Operación (no es necesariamente la máxima presión admisible de operación MPOP)

PP = Presión de Prueba

Notas:

(1) Para presiones de prueba con aire o gas, se deberá considerar lo establecido en el Cuadro 10.

(2) Las pruebas en Ductos en Estaciones de Compresión deberán ser hidrostáticas en cumplimiento con los requisitos para la Clase de Localización 3.

(3) Si no se tienen las condiciones adecuadas para implementar una prueba hidrostática por condiciones extremas tales como, baja temperatura del suelo donde están alojados los ductos o por insuficiente disponibilidad de agua con calidad satisfactoria, se puede implementar una prueba neumática aplicando las consideraciones del cuadro 10.

10.4.1 Si el operador del sistema de transporte decide que la MPO será menor que la presión de diseño, podrá hacerse una reducción en la presión de prueba prescrita, según se indica en la columna de Presión de prueba prescrita, Mínima. Sin embargo, si se utiliza esta presión de prueba reducida, no se podrá subir posteriormente la MPO al nivel de la presión de diseño sin efectuar una nueva prueba de los Ductos a la presión de prueba mayor.

10.4.2 El esfuerzo tangencial máximo permitido por la presión de prueba al utilizar como medio de prueba, aire o gas inerte, es el indicado en el Cuadro 10 siguiente:

Cuadro 10.- Esfuerzo tangencial máximo permitido de la presión de prueba mediante aire o gas

Clase de localización*	Esfuerzo tangencial máximo permitido cómo % de la RMC
1	80
2	75
3	50
4	40

*Para Ductos que utilicen factores de diseño superiores a 0.72 y hasta 0.80, se debe cumplir con lo indicado en el Apéndice III de esta Norma.

10.4.3 Se deben realizar pruebas a las instalaciones del sistema de transporte, tales como Estaciones de Compresión, Medición y Regulación, etc., estableciendo la MPOP de acuerdo con la clase de localización, factor de diseño y los criterios para medios de prueba indicados en los Cuadros 9 y 10.

10.5 Requisitos para Ductos de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales menores al 30% de la RMC

- a) Los ductos que vayan a operar en Clase de Localización 1, deberán ser probados en conformidad con el Cuadro 9.
- b) Los ductos que vayan a operar en Clases de Localización 2, 3 y 4, deberán ser probados en conformidad con el Cuadro 9, con la salvedad de que podrá usarse gas o aire como el medio de la prueba, dentro de los límites máximos establecidos en Cuadro 10.

10.6 Ductos de materiales no metálicos (plásticos). Las tuberías de plástico deberán ser probadas neumática o hidrostáticamente a una presión no menor de 1.5 veces la MPO o 340 kPa, la que resulte mayor; sin exceder 3.0 veces la presión de diseño del ducto.

10.7 Inspección de empates. Todas las uniones o empates entre tramos de Ductos, a los cuales ya no es viable o práctico realizarles una prueba de hermeticidad; deben ser sometidas a pruebas no destructivas e inspeccionarlas visualmente antes del relleno de zanja.

10.8 Todas las derivaciones entre ductos principales e instalaciones de entrega deberán someterse a una prueba de hermeticidad considerando lo siguiente:

- a) Para derivaciones en acero, que operen a un esfuerzo tangencial superior al 30% de la RMC, se deben probar de acuerdo a lo indicado en el numeral 10.4 de esta Norma.
- b) Para derivaciones en acero, que operen a un esfuerzo tangencial inferior al 30% de la RMC, se deben probar de acuerdo a lo indicado en el numeral 10.5 de esta Norma.

- c) Para derivaciones en otros materiales y operadas como máximo a 689 kPa, se deben probar de acuerdo a lo indicado en el numeral 10.6 de esta Norma.

10.9 Fugas y rupturas.

- a) Fugas. En caso de ocurrir fugas durante la prueba de hermeticidad, se deberá reparar el ducto y repetir la prueba, de acuerdo con lo establecido en este capítulo hasta que no exista fuga alguna.
- b) Rupturas. Cuando ocurran fugas por rupturas en el ducto durante la prueba de hermeticidad, el ducto se deberá reparar y posteriormente repetir la prueba hasta su aceptación.

10.10 Reemplazo de componentes. Si un componente distinto del Ducto es la única pieza que va a ser reemplazada o agregada a un sistema de transporte, no requerirá de prueba de hermeticidad después de su instalación, si el fabricante del componente certifica que:

- a) El componente se probó, como mínimo, a la presión requerida por la prueba de hermeticidad del sistema al cual se adiciona, o
- b) El componente se fabricó bajo un sistema de control de calidad que asegura que cada pieza fabricada es, cuando menos, de resistencia equivalente a un prototipo que fue probado a la presión requerida por la prueba de hermeticidad del sistema al cual se adiciona.

10.11 Para las unidades fabricadas y tramos cortos de ducto en donde no es práctico o conveniente realizar pruebas después de la instalación junto con el ducto correspondiente, se deben realizar pruebas de hermeticidad antes de su instalación manteniendo la presión de prueba de hermeticidad por un mínimo de 4 horas, conservando la evidencia correspondiente por la vida útil del ducto. En caso de que estos componentes sean soldados al ducto, las soldaduras correspondientes deberán ser probadas de acuerdo a los requisitos del numeral 8.10.

10.12 Documentación. Los registros de las pruebas de hermeticidad realizadas a los ductos y secciones o parte de los mismos se deben elaborar y mantener durante la vida útil del ducto. Estos registros deben contener como mínimo la información siguiente:

- a) Nombre de la empresa que efectúa la prueba;
- b) Medio de prueba empleado;
- c) Longitud y localización de las tuberías probadas;
- d) Presión de prueba y de diseño;
- e) Duración de la prueba;
- f) Gráficas de registro de pruebas u otros reportes de lecturas de presión y temperatura firmados por los responsables de la ejecución de la prueba;
- g) El registro vigente de calibración del equipo de medición utilizado para la prueba; dicho registro deberá tener la trazabilidad conforme a la LFMN;
- h) Variaciones de los incrementos de presión, siempre que sean significativas para la prueba en particular, y
- i) Fugas y fallas observadas y, en su caso, las medidas tomadas para corregirlas, así como la información que se generó durante las mismas.

10.13 Eliminación de los medios de prueba. Los fluidos utilizados durante la prueba se deben desechar aplicando lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros, de tal manera que se minimice el impacto al medio ambiente y se reduzcan los riesgos para el personal involucrado.

11. Operación, mantenimiento y seguridad

11.1 Requisitos generales. La operación, mantenimiento y seguridad de un sistema de transporte de gas se debe realizar de acuerdo con lo establecido en este capítulo. Antes de iniciar las operaciones se debe contar con los documentos siguientes:

- a) Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y seguridad.
- b) Programa anual para desarrollar las actividades de operación, mantenimiento y seguridad. Ver disposición 11. 47.1 de esta Norma.
- c) Programa para la Prevención de Accidentes (PPA). Ver capítulo 12 de esta Norma.
- d) Programa de capacitación y entrenamiento. Ver disposición 11.5 de esta Norma.
- e) Las especificaciones de construcción, planos y datos históricos de las operaciones debe ponerse a disposición del personal operativo.

11.2 Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y seguridad. El manual debe revisarse y actualizarse cuando cambien las condiciones de operación o se realicen modificaciones técnicas al sistema, o como mínimo una vez cada año calendario, en lo referente a los planes y procedimientos descritos. El manual deberá tener correspondencia con las características, equipos e instalaciones que integren el sistema de transporte, y acorde a los lineamientos de esta Norma. Cuando se encuentren deficiencias en la aplicación de sus procedimientos, éstos deben modificarse con base en auditorías internas. Los manuales deben estar disponibles en todo momento, en los lugares donde se realicen las actividades de operación y mantenimiento por el personal operativo, en formato electrónico o medio impreso.

11.2.1 Características del manual para la operación, mantenimiento y seguridad. El manual debe incluir los procedimientos detallados que garanticen que las actividades de mantenimiento y operación se realicen de manera segura y debe considerar como mínimo, lo siguiente:

11.2.1.1 Para condiciones normales:

- a) Los procedimientos aplicables a tuberías, válvulas, equipos y accesorios;
- b) Los procedimientos aplicables al control de la corrosión interna y externa de las tuberías de acero que integran el sistema de transporte;
- c) El detalle de las tareas para el arranque y paro programado de cualquier parte del sistema de transporte;
- d) Los procedimientos detallados para la operación y el mantenimiento de las estaciones de compresión, regulación y medición, así como puntos de entrega;
- e) Los planos "As-built" y diagramas de flujo actualizados del sistema de transporte con un listado de las principales variables de operación a vigilar durante la operación normal;
- f) Las precauciones que deben tomarse en registros y en las zanjas excavadas para proteger al personal del riesgo en caso de presencia de Gas o de acumulación de vapores y la descripción y ubicación de los equipos de seguridad y emergencia;
- g) Los detalles para la inspección y pruebas periódicas del equipo de limitación de presión para determinar que se encuentre en condiciones seguras de operación y con la capacidad adecuada conforme a lo establecido en el numeral 11.29.
- h) Las instrucciones para el patrullaje de las instalaciones y franja de seguridad del sistema conforme a lo establecido en el numeral 11.15.
- i) Los procedimientos relativos a los sistemas de medición de flujo, presión y temperatura del fluido para detectar desviaciones de las condiciones normales de operación.

11.2.1.2 Operación anormal. El manual debe incluir los procedimientos que proporcionen las condiciones de seguridad necesaria cuando se hayan excedido los límites de operación normal de alguna parte del sistema de transporte y los planes actualizados de respuesta a emergencias, tanto a nivel interno como externo. Para la operación anormal deben considerarse al menos:

- a) Los pasos para la respuesta, investigación y corrección relativa al:
 - i. Cierre de válvulas y paros no intencionales;

- ii. Incremento o disminución en la presión o en el rango de flujo fuera de los límites de operación normal;
 - iii. Pérdida de comunicaciones;
 - iv. Operación de cualquier dispositivo de seguridad, y
 - v. Cualquier otro funcionamiento no deseable de un componente, desviación de la operación normal, o error humano que pueda resultar en un riesgo para las personas o la propiedad.
- b) Los procedimientos para la revisión de las variaciones de la operación normal después de que han terminado las operaciones anormales. Esto debe realizarse las veces que sea necesario, principalmente en los puntos críticos del sistema de transporte para determinar su integridad y operación segura;
- c) Los detalles para la notificación al personal operativo responsable cuando se reciba un aviso sobre una operación anormal y las indicaciones de cómo activar el plan de respuesta a emergencias, en caso de que una operación anormal derive en tal situación;
- d) Revisión periódica del manual, así como evaluar la respuesta del personal operativo bajo condiciones anormales mediante simulacros, para determinar la efectividad de los procedimientos para controlar las mismas y, en su caso, tomar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.

11.2.1.3 Los procedimientos establecidos en los numerales 11.19, y 11.20 de esta Norma, se deben incluir en el manual para la operación, mantenimiento y seguridad. Algunos de los numerales siguientes de este capítulo marcan diversos puntos a tomarse en cuenta para la elaboración del manual de operación, mantenimiento y seguridad.

11.3 Investigación de fallas y accidentes. Éstas se deben investigar para determinar las causas que las originaron e implementar medidas preventivas para evitar su repetición.

11.4 Fugas y rupturas. Cualquier fuga o ruptura en el ducto se debe documentar y registrar, así como sus reparaciones. El registro de un incidente se deberá realizar conjuntamente con la inspección de la fuga. Los registros correspondientes se deben conservar por el tiempo que permanezca operando el sistema de transporte.

11.5 Programas de capacitación y entrenamiento. Las personas que realicen actividades de transporte deberán contar con programas de capacitación y entrenamiento enfocados a la seguridad del sistema en cuanto a operación y mantenimiento, mismos que deberán ser actualizados al menos una vez al año o antes si se requiere, y contener como mínimo, lo siguiente:

- a) Operación normal del sistema;
- b) Operación anormal y de emergencia;
- c) Procedimientos relativos al uso de equipo contra incendio;
- d) Registro de la capacitación y entrenamiento al personal, y
- e) Realización de simulacros.

11.6 Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP). Un sistema de transporte no debe operar a una presión mayor a la MPOP establecida como límite de seguridad.

11.6.1 Determinación de la MPOP. La MPOP que se establezca para el sistema de transporte no debe exceder cualquiera de los valores de presión siguientes:

- a) La presión de diseño del elemento más débil en el ducto que se determine de acuerdo con el capítulo 7 de esta Norma.
- b) La presión que resulte de dividir la presión a la cual se probó el tramo de tubería después de ser construido, de acuerdo con el capítulo 10 de ésta Norma, entre el factor que se establece en el Cuadro 11 siguiente:

Cuadro 11.- Factores usados para dividir la presión de prueba en ductos de acero operados a 689 kPa o mayor.

Clase de Localización	Presión para tubería de acero	Presión para tubería de plástico
1, División 1	1.25*	No disponible
1, División 2	1.25 o 1.10*	1.50
2	1.25	1.50
3	1.50	1.50
4	1.50	1.50

*Para que el sistema de transporte pueda establecer la MPOP con base en estos factores, se debe cumplir con lo establecido en el Apéndice III de ésta Norma.

- c) La presión más elevada a la cual el tramo de ducto estuvo sujeto durante los últimos 5 años, a no ser que el tramo de ducto haya sido probado de acuerdo con el inciso b) de este numeral, o que se haya reevaluado de acuerdo con la Sección G del capítulo 11 de esta Norma;
- d) La presión determinada como la máxima que se establece después de considerar la integridad física del tramo de ducto, particularmente por el nivel de corrosión presente, en su caso.

11.6.2 La MPOP para los sistemas de transporte que en su construcción no fueron sometidos a su máximo esfuerzo de cedencia por medio de una prueba hidrostática conforme a su especificación, podrán operar a una MPOP con un esfuerzo tangencial máximo de 60% de su resistencia mínima a la cedencia, siempre y cuando se cumpla con lo siguiente:

- Que el sistema o trayecto de tubería sea inspeccionado para determinar el espesor mínimo por medio de calas a cada 1 km o utilizando tecnología de inspección en línea debidamente comprobada.
- Que el sistema o trayecto de tubería conserve sus condiciones de integridad mecánica en toda su trayectoria.
- Que el ascenso de la presión sea de forma gradual en un 10% cada hora.
- Que esté sujeta a un programa de administración de integridad mecánica inmediata y futura, en base a estudios de inspección interior, comprobable ante requerimiento de la unidad de verificación acreditada o la Comisión.

11.6.3 Un tramo de ducto al cual es aplicable el numeral 11.6.1, no queda excluido de cumplir con lo indicado en el capítulo 7, sección F de esta Norma.

11.6.4 Confirmación y revisión de la MPOP. Para sistemas de transporte existentes y que hayan estado en operación previamente, cuando el esfuerzo tangencial correspondiente a la MPOP establecida en un tramo de tubería ya no corresponde con la clase de localización y el tramo se encuentra en condiciones físicas satisfactorias, la MPOP de ese tramo de tubería se debe revisar y confirmar su valor de acuerdo con los criterios siguientes:

- a) La MPOP del tramo se debe reducir de manera que el esfuerzo tangencial correspondiente sea menor que el permitido por esta Norma para tuberías en esa misma clase de localización.
- b) Si el tramo ha sido probado previamente durante un periodo de prueba mayor de 8 horas de acuerdo con lo establecido en el capítulo 10 Pruebas de hermeticidad de esta Norma, la MPOP debe ser la que indica el Cuadro 12 siguiente:

Cuadro 12. Confirmación y revisión de la MPOP

Clase de localización	MPOP	Esfuerzo tangencial máximo
1 y 2	0.800 veces la presión de prueba	72% de la RMC

3	0.667 veces la presión de prueba	60% de la RMC
4	0.555 veces la presión de prueba	50% de la RMC

- c) Si el tramo no ha sido probado, se debe probar de acuerdo con lo establecido en el capítulo Pruebas de hermeticidad de esta Norma y su MPOP se debe establecer de acuerdo con los criterios siguientes:
- La MPOP confirmada no debe exceder a aquélla existente antes de la prueba;
 - La MPOP después de la prueba de revaloración debe ser la indicada en el Cuadro 12, y
 - El esfuerzo tangencial máximo debe ser el indicado en el Cuadro 12.
- d) La modificación de la MPOP de un tramo de tubería de acuerdo con este numeral, no excluye la aplicación de los numerales de la sección G del capítulo 11 de esta Norma.
- e) La modificación de la MPOP que se requiera como resultado de un estudio de acuerdo con el numeral 11.7 de esta Norma, así como la reducción de presión, se deben realizar dentro de los 18 meses siguientes al cambio de clase de localización.

11.6.5 En caso de no resultar viable una reducción de la MPOP debido al cambio en la clase de localización de un ducto de acuerdo con los numerales 11.6.4 y 11.7, se pueden considerar las siguientes opciones:

1. Reemplazo del tramo o tramos de ducto afectados, por tubería que cumpla con los requisitos de presión de diseño correspondientes a la nueva clase de localización, de acuerdo con el capítulo 7 de esta Norma, o
2. Implementación de medidas de seguridad adicionales a la parte del sistema de transporte afectado que refuerce la integridad mecánica del sistema de transporte a fin de salvaguardar la integridad física de la población y sus propiedades en caso de presentarse un incidente.

11.7 Cambio en la clase de localización. Cuando se registre un incremento en la densidad de población éste ocasionará un posible cambio en la clase de localización y se debe realizar una Evaluación de ingeniería, ver disposición 11.41.1 de esta Norma, para determinar:

- a) La nueva clase de localización del ducto;
- b) Si las condiciones de diseño construcción y pruebas originales así como el historial de operación y mantenimiento permiten cumplir con los requerimientos de la nueva clase de localización;
- c) Evaluación del tipo de edificaciones o desarrollo urbano de que se trata, en su caso, poniendo especial atención a la ubicación de escuelas, hospitales, centros de reunión, entre otros.
- d) Las acciones necesarias para adaptar el ducto, en caso de que el mismo no cumpla con los requerimientos de la nueva clase de localización.
- e) El riesgo y consecuencias en caso de presentarse una falla basándose en el historial de operación y mantenimiento del tramo, y
- f) La máxima presión de operación permisible y el esfuerzo tangencial de operación correspondientes de acuerdo con el numeral 11.6.4

11.7.1 Cuando la Evaluación de ingeniería resulte aceptable y se demuestre que el tramo o tramos son adecuados a la nueva Clase de localización, no procederá una modificación en la máxima presión de operación permisible.

11.7.2 Cuando la Evaluación de ingeniería resulte inaceptable y el tramo o tramos sean inadecuados a la nueva Clase de localización, deberá realizarse un cambio de tubería a la brevedad posible o reducirse la máxima presión de operación permisible de conformidad con lo establecido en el numeral 8.10 de esta norma oficial mexicana.

11.7.3 Los Sistemas de transporte que estén sujetos a cambios en la Clase de localización, deberán llevar a cabo una evaluación anual para determinar si ha habido un cambio; lo anterior aplica a menos que el Sistema de transporte haya sido diseñado, construido y operado de acuerdo a la Clase de localización 4.

11.7.4 El Permisionario o Transportista deberá informar a la Comisión sobre los cambios en la Clase de localización implementados y conservar, durante la vida del proyecto, la Evaluación de ingeniería, modificaciones y pruebas realizadas, en caso de ser requeridas por la Comisión u otra autoridad.

11.8 Dispositivos de control de presión, limitadores de presión y relevo de presión.

Se deberán observar las consideraciones siguientes en estos dispositivos:

- a) Cuando exista un cambio en la MPOP de un sistema de transporte o en un tramo de ducto del mismo, se deberán cambiar y/o ajustar los dispositivos de protección por sobrepresión de acuerdo a la nueva MPOP establecida, cumpliendo con las disposiciones aplicables del capítulo 7 de esta Norma.
- b) Los dispositivos de relevo, limitadores de presión y control de presión deberán ser inspeccionados y probados cuando menos una vez cada año calendario, con un intervalo máximo de 15 meses entre inspección e inspección, excepto la prueba de discos de ruptura, cuya vida útil está determinada en la garantía del fabricante. Además se debe determinar si dichos dispositivos se encuentran bien instalados y valorar que tienen la capacidad para las condiciones actuales de operación del ducto.

11.9 Mantenimiento de las válvulas. Las válvulas del sistema de transporte que se puedan requerir durante una emergencia, se deben inspeccionar y verificar su viabilidad operativa a intervalos que no excedan 15 meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario.

11.10 Mantenimiento de registros. Los registros o fosas que alojen válvulas, equipo de regulación y limitación de presión, y que tengan una capacidad interna volumétrica igual o mayor de 6 m^3 , se deben inspeccionar a intervalos que no excedan de 15 meses, pero al menos una vez cada año calendario, para determinar que se encuentren en condiciones operativas y con ventilación. Asimismo:

- a) En caso de que se detecte gas en el registro, el equipo, tuberías y accesorios en su interior se deben inspeccionar en busca de fugas, las que se deben reparar de inmediato;
- b) Se debe comprobar que la ventilación funcione adecuadamente, y
- c) Se deben inspeccionar las cubiertas de las bóvedas para asegurarse que no presenten riesgo para la seguridad pública.

11.11 Perforación de tuberías bajo presión. Cada perforación en una tubería bajo presión, debe ser realizada por personal especializado con el equipo adecuado y utilizando un procedimiento que considere cuando menos lo siguiente:

- a) El personal que realice las perforaciones bajo presión debe:
 - Estar familiarizado con las limitaciones de presión del equipo a utilizar, y
 - Estar capacitado en los procedimientos mecánicos y en las medidas de seguridad relacionadas con el uso del equipo en cuestión.
- b) **Identificación de tuberías.** Cuando se lleven a cabo este tipo de perforaciones se debe actuar con precaución extrema, si no se tiene la seguridad de la existencia de otras instalaciones subterráneas en la zona, cuando no se esté familiarizado con dichas instalaciones o no se conozca su ubicación exacta.
 - Se deben revisar los planos y ponerse en contacto con los propietarios de otras instalaciones subterráneas, para determinar su ubicación.

11.12 Purgado de las tuberías. Cuando se va a purgar una tubería con aire usando gas, el aire se debe liberar en un extremo de la tubería con un flujo suficiente que impida la formación de una mezcla explosiva dentro del ducto. Si el gas no se puede abastecer en cantidades suficientes, se debe introducir gas inerte antes del flujo de gas.

Cuando en una tubería se purga el gas utilizando aire, el gas se debe liberar en un extremo de la tubería con un flujo suficiente que impida la formación de una mezcla explosiva dentro del ducto. Si no se puede

suministrar aire en cantidad suficiente, se debe introducir gas inerte antes del aire. Para ambos casos se debe contar con un procedimiento.

11.13 Reparación de fugas. Las fugas en ductos se deben reparar en el plazo que se establece en el Apéndice II de esta Norma.

11.14 Vigilancia continua. Las personas que realicen actividades de transporte deben tener un procedimiento para la vigilancia continua de sus instalaciones, para determinar y tomar la acción apropiada en casos de cambios en la clase de localización, fallas, historial de fugas, corrosión, cambios sustanciales en los requerimientos de protección catódica, y otras condiciones no usuales de operación y mantenimiento.

11.14.1 En caso de determinar que un ducto se encuentra en condiciones no satisfactorias, pero no existe un riesgo inmediato, se debe iniciar un programa para reacondicionar o eliminar el tramo involucrado y, en caso de que dicho tramo no se pueda reacondicionar o eliminar, se debe reducir la MPOP de acuerdo con el numeral 11.6.1

11.14.2 Se debe realizar vigilancia continua del sistema de transporte para poder determinar las condiciones operativas o de mantenimiento, anormales o inusuales, con el fin de evitar que dichas condiciones anormales causen riesgos. La vigilancia se debe realizar mediante:

- a) Inspección visual de las instalaciones, con relación a:
 - Modificación en la densidad de población y cambio de clase de localización;
 - Efecto de la exposición a la intemperie o movimiento de las tuberías;
 - Cambios en la topografía que pudieran afectar a las instalaciones;
 - Posible manipulación peligrosa, vandalismo o daños o evidencia de tales situaciones;
 - Acciones de terceros sobre las tuberías, y
 - Posible filtración de gas a edificios desde los registros y fosas a través de entradas de aire.
- b) Revisión y análisis periódicos de documentación que incluyan:
 - Inspección de fugas;
 - Inspección de válvulas;
 - Inspección de equipos de regulación, alivio y limitación de presión;
 - Inspección de control de corrosión, e
 - Investigación de fallas de las instalaciones en general.

11.15 Odorización. El gas se debe odorizar en los Ductos de transporte ubicados en Clase de Localización 3 o 4.

La odorización no es requerida para:

- a) Gas en campos subterráneos
- b) Gas utilizado para procesamiento o usado donde el odorante no sirva como un agente de prevención o pueda perjudicar al proceso
- c) Gas utilizado en cualquier operación relacionada a la exploración o producción de gas natural antes de ser entregado a proceso o transporte

La odorización y el monitoreo deberá realizarse de conformidad con lo establecido en el Apéndice IV.

A. Patrullaje

11.16 Se debe establecer un programa de patrullaje para observar las condiciones superficiales adyacentes al área de la Franja de Seguridad del sistema, en busca de indicaciones de fugas, cambios en clase de localización, invasiones, robos o sustracción de componentes o dispositivos, daños por terceros condiciones inseguras del ducto, actividades de construcción, excavaciones, tomas clandestinas de producto, perforaciones en los ductos y cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad y operación del sistema.

Las formas de patrullajes pueden ser como sigue:

- a) Terrestre, en vehículo o a pie.
- b) Aéreo. El método aéreo se considera como una alternativa opcional, que se debe evaluar de acuerdo con las necesidades específicas del caso.
- c) Cualquier otro medio apropiado para cumplir el objetivo establecido en este numeral.

11.16.1 La frecuencia de los patrullajes se determina en función de la longitud, topografía, acceso y problemáticas particulares de cada línea involucrada, presiones de operación, clase de localización, tipo de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos como mínimo entre patrullajes no deben ser mayores a una vez al mes, independientemente de la clase de localización de que se trate:

11.16.2 Se debe poner particular atención a las áreas pobladas y/o protegidas de biósferas, carreteras, cruces de ríos y ferrocarril, y áreas públicas de recreo como parques y campos de juego. El personal de vigilancia deberá estar alerta a cualquier cambio de coloración en el suelo o en la detección de vegetación muerta y/o el crecimiento de vegetación de diferentes especies que pudiera indicar posibles fugas de gas.

11.16.3 Cualquiera que sea el método que se utilice para el patrullaje, en caso de que durante el mismo se detecte algún hallazgo sobre la Franja de Seguridad de los Ductos, éste deberá ser investigado por medio de una evaluación directa con el propósito de identificar cualquier riesgo al sistema que permita cuantificar el mismo e implementar las acciones correctivas que resulten necesarias.

11.16.4 Detección de fugas. La frecuencia de detección de fugas se determina en función de la longitud, topografía, acceso y problemáticas particulares de cada línea involucrada, presiones de operación, clase de localización, tipo de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos de detección de fugas no deben ser mayores de los establecidos en el Cuadro 13 siguiente:

Cuadro 13. Intervalos mínimos de detección de fugas

Clase de localización	Periodicidad
1 y 2	1 vez cada 12 meses
3	1 vez cada 6 meses
4	1 vez cada 3 meses

B. Señalamientos

11.17 Requisitos generales de los señalamientos. Los señalamientos deberán ser para localizar el trayecto del ducto enterrado, delimitar la franja de seguridad del sistema, identificar las instalaciones superficiales del sistema de transporte, así como los tramos de ducto superficiales. Lo anterior, a efecto de reducir la posibilidad de daño o interferencia.

11.18 Ductos enterrados. Este tipo de señalamiento deberá ser instalado sobre un soporte, colocado a los lados de la franja de afectación del ducto y debe observar las siguientes características:

11.18.1 Debe cubrir la distancia mínima entre cada señalamiento, de acuerdo a lo indicado en el cuadro 10 siguiente:

Cuadro10. Distancia mínima entre cada señalamiento

Clase de localización	Distancia en metros
1 y 2	Cada 1000
3	Cada 500
4	Cada 100

11.18.2 Señalamientos obligatorios. Se deben instalar señalamientos lo más cerca posible, en los casos siguientes:

- a) En ambos lados del cruce de una carretera, camino público, vía de ferrocarril o cuerpos de agua;
- b) Antes y después de los cambios de dirección mayores a 30 grados.

11.18.3 Los señalamientos del sistema de transporte deben ser mediante símbolos y texto y contener al menos lo siguiente:

- a) Advertencia de peligro y/o cuidado y/o precaución.
- b) Ducto de: (gas transportado).
- c) Nombre del Permisionario o Transportista.
- d) "Teléfono de emergencia" Clave lada, teléfono(s) local y/o número libre de cargo.

Las instalaciones del sistema de transporte que estén enterradas deberán adicionalmente indicar:

- e) "no excavar, no golpear, no construir".

Los señalamientos deberán ir en fondo color amarillo y letras color negro y apegarse a lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

11.18.4 Excepciones. En el caso de los tramos de ducto donde los señalamientos antes descritos no puedan ser colocados debido a impedimentos del lugar o físicos del terreno, la señalización se puede realizar con las siguientes alternativas:

- a) Colocar el señalamiento a un lado del lomo del ducto, indicando la distancia y dirección en que va el Ducto,
- b) Placas en el piso o pared (tachuelas o estoperoles), que contengan como mínimo: nombre del Permisionario o transportista, teléfono(s) del mismo, y las leyendas gas natural (o gas transportado), no excavar.
- c) En ambos casos, el Permisionario o transportista deberá considerar medidas adicionales en el programa de operación y mantenimiento.
- d) Cuando en la franja de seguridad del ducto existan dos o más ductos, el Permisionario o transportista podrá indicar con un solo señalamiento la distancia a que se encuentran los lomos de todos los ductos.

11.19 Señalamientos en instalaciones superficiales. En instalaciones superficiales como válvulas de seccionamiento, trampas de diablos, estaciones de recibo/entrega, regulación, medición y/o compresión. En estos sitios deben incluirse anuncios alusivos a la seguridad, como pueden ser: uso de equipo de protección personal, restricción de acceso, no fumar, no fuentes de ignición, entre otras.

C. Reparaciones

11.20 Requisitos generales de los procedimientos de reparación. Se deben tomar medidas temporales inmediatas para proteger la vida y seguridad públicas, siempre que:

- a) Se detecte una fuga, imperfección o daño que afecte el servicio de un tramo de ducto, y
- b) No sea posible realizar una reparación definitiva en el momento de su detección, la cual se programará a la brevedad posible.

11.20.1 No se deben utilizar parches soldados como medio de reparación.

11.20.2 Las reparaciones se deben realizar mediante un procedimiento aprobado, el cual debe contener las medidas de seguridad necesarias para evitar un siniestro y los trabajos deben ser supervisados por personal calificado, entrenado y que tenga conocimientos de los riesgos que los trabajos representan. En caso que la reparación requiera de soldadura, ésta debe apegarse a lo indicado en el capítulo 8 de esta norma oficial mexicana.

11.20.3 Antes de reparar permanentemente por medios mecánicos o por soldadura una tubería de acero, se debe determinar por medio de pruebas no destructivas, si las características del tubo (espesor e integridad de la pared) son adecuadas para el tipo de reparación seleccionado. En caso negativo, se deben buscar alternativas de reparación aprobados, de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

11.20.4. Todas las reparaciones que involucren trabajos de soldadura deben ser inspeccionadas radiográficamente, de acuerdo a lo señalado en el capítulo 8 de esta Norma y adicionalmente se podrán efectuar otras pruebas no destructivas. Cuando el método radiográfico no sea adecuado para detectar fallas por razones de la configuración de la soldadura, se deberán efectuar pruebas no destructivas más adecuadas para la configuración aplicada.

11.21 Reparación de tubos de acero. Cada imperfección o daño que afecte las propiedades físicas de un tramo de tubo de acero se debe reparar o retirar de acuerdo al numeral 8.13. Si la reparación provoca una disminución de la pared del tubo, el espesor de pared remanente deberá presentar las características siguientes para no retirarse:

- a) El espesor mínimo será el requerido por las tolerancias que señale la especificación bajo la cual se fabricó, y
- b) El espesor nominal de la pared del ducto será el requerido por la presión de diseño de la tubería.

En estos casos deberá guardarse el registro respectivo en el historial del sistema de transporte, que indique claramente el espesor final del tramo de tubería y la ubicación exacta del mismo. Estos registros deben guardarse durante toda la vida útil del sistema.

11.21.1 Las abolladuras o hendiduras se deben retirar de los tubos de acero en los casos siguientes:

- a) Cuando estén acompañadas de una rasgadura, muesca, ranura, o quemadura de arco de soldadura que puedan causar concentración de esfuerzos,
- b) Cuando afecten la soldadura longitudinal o circunferencial y su profundidad exceda 6 mm en tubería de 324 mm de diámetro externo y menores, o 2% del diámetro externo en tubería mayor a 324 mm de diámetro externo,
- c) Cuando las hendiduras en el cuerpo de la tubería tengan más de 6 mm de profundidad en tubos de 101.6 mm de diámetro externo y menores, o cuando tengan más del 6% del diámetro externo en tubería mayor a 101.6 mm de diámetro externo, y
- d) Cuando las hendiduras estén acompañadas de áreas corroídas con una profundidad mayor a 40% del espesor nominal del tubo.

11.21.2 Para el propósito de esta sección, una abolladura o hendidura es una depresión que provoca una deformación o perturbación en la curvatura de la pared del tubo sin reducir el espesor de pared del mismo. La profundidad de una abolladura se mide como la separación entre el punto más bajo de la misma y la prolongación del contorno original del tubo.

11.21.3 Se deben reparar o remover las quemaduras con soldadura de arco en tubos de acero que van a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o mayores de la RMC. Esta reparación o eliminación debe realizarse de acuerdo al numeral 8.15 y la reparación debe mantener los espesores señalados en los incisos a y b del numeral 11.12.

11.21.4 Las abolladuras, muescas, quemaduras por soldadura de arco o hendiduras no se debe reparar con parches de inserción, golpeteo y/o martillado. Cuando van a ser removidos de un tramo de tubo, estos defectos deben ser retirados cortando la parte dañada como un carrete.

11.22 Reparación permanente de imperfecciones y daños en campo.

11.22.1 Las imperfecciones o daños que se describen a continuación, deberán ser reparados, de acuerdo a lo establecido en el numeral 11.21.2

- a) Aquéllas que provoquen una concentración de esfuerzos, tales como estrías, muescas, rasgadura, quemadura por soldadura, entre otras;

- b) Toda laminación que no sea aceptable en la especificación aplicable al material en cuestión o toda fisura detectada por medios de inspección no destructiva en el metal base o en la soldadura longitudinal o circunferencial; y
- c) Toda corrosión exterior que exceda la tolerancia en profundidad y longitud para una presión de operación segura, de acuerdo a lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

11.22.2 Las imperfecciones o daños descritas en el numeral 11.21.1, deberán ser reparadas, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Se debe sacar de servicio el tramo, se cortará el carrete dañado y se reemplazará por otro de espesor de pared igual o mayor, asimismo deberá ser de grado y especificación compatible con el de la tubería existente;
- b) En caso de no ser posible sacar de servicio el tramo, se debe reducir la presión de operación hasta un nivel que garantice la seguridad;
- c) Colocar envoltentes bipartidas soldables sobre el área total dañada del tubo, las soldaduras circunferenciales son opcionales;
- d) Eliminar el defecto ocasionado por la perforación en línea viva (hot -tapping), siempre y cuando la localización, ancho y largo del defecto se determine por una inspección visual
- e) Las abolladuras se deben retirar cuando reúnan cualquiera de las condiciones siguientes:
 - Las que afectan la curvatura de un tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial a tope;
 - Las que contengan una raspadura o ranura;
 - Las que excedan una profundidad del 6% (seis por ciento) del diámetro externo del tubo.
- f) Si el defecto no es una abolladura se puede esmerilar para eliminarlo; si después de eliminar el defecto se determina que el espesor no es suficiente para las condiciones de diseño, se deberá proceder conforme a los incisos anteriores.
- g) Las tuberías sumergidas en aguas navegables continentales se pueden reparar por medios mecánicos, instalando abrazaderas atornilladas de diseño apropiado sobre el daño o imperfección;

11.23 Reparación permanente de soldaduras en campo. Cada soldadura que no sea aceptable de acuerdo con el numeral 8.10.1, se debe reparar como se describe a continuación:

- a) Debe ponerse fuera de servicio el tramo de tubería de transporte para reparar la soldadura de acuerdo con los requerimientos aplicables que señala el numeral 8.14.
- b) Una soldadura se puede reparar de acuerdo con el numeral 8.14, mientras el tramo de la tubería de transporte está en servicio sólo si:
 - No existe fuga en la soldadura;
 - La presión en el tramo se reduce de manera que no produzca un esfuerzo tangencial que sea mayor del 30% (treinta por ciento) de la RMC del tubo, y
 - El espesor remanente de la soldadura, después del esmerilado, no debe ser inferior a 3.2 mm.
- c) Las soldaduras fabricadas por medio de arco sumergido que tengan defectos deberán ser reparadas por medio de una envoltente bipartida soldable; las soldaduras circunferenciales son opcionales.
- d) Las soldaduras fabricadas por medio de resistencia eléctrica que tengan defectos deberán ser reparadas por medio de una envoltente bipartida soldable; las soldaduras circunferenciales son obligatorias.
- e) Una soldadura defectuosa que no se pueda reparar de acuerdo con los incisos a) o b) anteriores, se debe corregir mediante la instalación de envoltentes bipartidas soldables de diseño apropiado.

11.24 Reparación permanente de fugas en campo. Para la reparación definitiva de una fuga en campo, en un ducto de transporte, se debe realizar lo siguiente:

- a) Poner el ducto fuera de servicio, cortar el carrete de tubería y reemplazarlo con un tramo de tubo que posea una resistencia de diseño igual o mayor.
- b) En caso de no ser posible sacar de servicio el tramo de la línea de transporte, la reparación se realizará mediante la instalación de envoltentes bipartidas soldadas, atornilladas de diseño apropiado, o cualquier otra técnica de reparación que permita eliminar la fuga.
- c) Las reparaciones se deberán realizar utilizando el procedimiento respectivo conforme a lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

11.25 Prueba en tubería de reemplazo. Si un tramo de línea de transporte se repara cortando el carrete dañado, el tubo de reemplazo se debe probar a la presión requerida para una línea nueva que se instale en la misma localización. Esta prueba se debe realizar en el tubo antes de su instalación, de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.3 de esta Norma Oficial Mexicana.

11.26 Prueba de las reparaciones realizadas por soldadura. Las reparaciones que se realicen por soldadura de acuerdo con los numerales 11.19, 11.20, 11.21 y 11.22 anteriores deben examinarse bajo el criterio establecido en el numeral 8.10 de esta Norma Oficial Mexicana.

11.27 Envoltentes de refuerzo. Las envoltentes de refuerzo que ayudarán a contener la presión interna de la tubería se deben considerar como reparaciones permanentes, siempre y cuando sea soldada y se extienda longitudinalmente por lo menos 50 mm más allá del extremo del defecto o imperfección.

Las envoltentes deberán presentar las características siguientes:

- La concentración de esfuerzos a la flexión de la tubería debe localizarse dentro de la envoltente;
- El material de la envoltente deberá tener características de resistencia a la presión, igual o mayor, y deberá ser compatible al de la tubería de transporte existente;
- Tener un espaciamiento adecuado con otros dispositivos de la tubería;
- Tener un soporte adecuado durante la instalación y operación, y
- Ser probada a la presión de prueba que marca esta Norma.

11.28 Resistencia de las envoltentes de refuerzo. La resistencia de las envoltentes deberá ser calculada de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros, debiéndose de utilizar un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo a lo establecido en el numeral 8.3.

11.29 Envoltentes para soportar la presión. Se permite el uso de envoltentes atornillables para contener la presión interna de la tubería como reparación permanente si están diseñadas y construidas de material que sea adecuado para soldadura y que pueda contener la presión de la tubería de acuerdo con los requerimientos de diseño. La tubería debe ser sellada a presión entre el ánulo de la tubería y la envoltente para relevar los esfuerzos asociados a la imperfección o defecto. Se debe llevar a cabo una Evaluación de ingeniería que indique que el defecto no se extenderá más allá de la envoltente.

D. Estaciones de compresión

11.30 Inspección y prueba de dispositivos de relevo de presión y de paro. Los dispositivos de relevo de presión en una estación de compresión, a excepción de los discos de ruptura, se deben inspeccionar y probar de acuerdo con lo establecido en los numerales 11.34 y 11.35 de esta Norma. Asimismo, se deben probar periódicamente para determinar que abren a la presión establecida.

11.30.1 Cualquier defecto o inadecuación de los dispositivos de la estación de compresión se debe reparar o reemplazar de inmediato.

11.30.2 Los dispositivos de paro a control remoto se deben inspeccionar y probar a intervalos que no excedan de quince meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario para determinar que funcionen conforme con lo esperado.

11.31 Aislamiento de equipos para mantenimiento o modificaciones. Se deben establecer procedimientos para el mantenimiento de estaciones de compresión, incluyendo las disposiciones para aislar los equipos o tramos de tubería, antes de su mantenimiento o reparación. También deben establecerse los procedimientos para el purgado del equipo y la tubería.

11.32 Almacenamiento de materiales combustibles. Los materiales combustibles que estén presentes en cantidades mayores a las requeridas para el uso diario, o que sean distintos a los requeridos en las instalaciones de compresión, se deben almacenar a una distancia segura de la instalación de compresión.

11.32.1 Los tanques superficiales de almacenamiento se deben proteger de acuerdo con lo establecido en las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y a falta de éstas con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

11.33 Detección de gas. Las áreas que forman parte de una estación de compresión deben contar con sistemas fijos de detección de gas con alarma, salvo que:

- a) El edificio esté construido de tal manera que el 50% (cincuenta por ciento) de su área lateral vertical, como mínimo, esté permanentemente abierta, o
- b) La estación de compresión sea de hasta 1,000 caballos de fuerza y no esté tripulada.

11.33.1 Salvo cuando se requiera parar el sistema para mantenimiento de acuerdo con el numeral siguiente, los sistemas de detección de gas con alarma requeridos por esta sección deben monitorear continuamente la estación de compresión para detectar concentraciones de gas en aire menores del 25% (veinticinco por ciento) del límite inferior de explosividad. En caso de que dichas concentraciones se detecten, se debe advertir del peligro que representa a las personas que se encuentran en el interior de la estación de compresión y a las que van a entrar a ella.

11.33.2 Los sistemas de detección de gas con alarma aquí requeridos, se deben mantener en condiciones óptimas de funcionamiento. El mantenimiento debe incluir pruebas operativas.

11.34 Compresor.

- a) El compresor de gas debe arrancar, operar y parar de acuerdo con los procedimientos establecidos en el manual de operación. Los dispositivos de paro deben ser inspeccionados y probados periódicamente para determinar su funcionamiento óptimo.
- b) Para las estaciones donde existan condiciones de corrosión elevadas se debe contar con procedimientos que establezcan la inspección periódica en intervalos frecuentes que permitan descubrir los deterioros causados a la tubería y a los equipos.
- c) El equipo y la tubería donde se hayan detectado condiciones de corrosión inaceptable deben ser aislados y purgados para su mantenimiento.

E. Estaciones de medición y/o regulación

11.35 Inspección y pruebas. Las estaciones de medición, estaciones de regulación de presión y su equipo, se deben sujetar a inspecciones y pruebas a intervalos que no excedan de quince meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario para determinar que:

- a) Se encuentran en una condición mecánica adecuada desde el punto de vista de capacidad y confiabilidad operativa;
- b) Se encuentran operando a las condiciones para las cuales fueron seleccionadas, y
- c) Están protegidas del polvo, líquidos u otras condiciones que pudieran afectar su funcionamiento.

11.36 Prueba de dispositivos de relevo de presión.

11.36.1 Los dispositivos de relevo de presión (excepto discos de ruptura), cuando sea posible, se deben probar en el sitio a intervalos que no excedan de quince meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario para determinar que cuentan con suficiente capacidad para limitar la presión en las instalaciones a las que están conectados, para no rebasar la presión máxima deseada.

11.36.2 Si el dispositivo de relevo es de capacidad insuficiente, se debe instalar un dispositivo nuevo o adicional para proporcionar la capacidad requerida.

11.36.3 Se permite llevar a cabo pruebas a los dispositivos en un sitio fuera de su localización y se deberán tomar provisiones para no dejar el sistema sin protección durante el periodo en que se pruebe el dispositivo.

11.37 Prevención de incendios accidentales. Derivado de una previa valoración del riesgo, se deben instrumentar las medidas de seguridad aplicables de acuerdo a las recomendaciones arrojadas por el análisis de riesgos para minimizar el peligro de una ignición accidental en áreas donde la presencia de gas constituya un riesgo de fuego o explosión. Se deberán tomar en cuenta, entre otras medidas, las siguientes:

- a) Cuando un volumen de gas es liberado al aire, se debe tener cuidado de retirar del área cualquier fuente de ignición potencial y contar con el equipo adecuado en caso de emergencia
- b) La soldadura o corte eléctrico o con gas no se debe realizar en el tubo o en componentes de tubo que contengan una mezcla explosiva de gas - aire en el área de trabajo, y
- c) Colocar señalamientos de advertencia donde sea apropiado.

F. Instalaciones de entrega

11.38 Programa periódico de mantenimiento. Se debe establecer un programa periódico de mantenimiento, inspección, prueba y calibración de todo el equipo en las instalaciones de entrega para asegurar un funcionamiento adecuado, el cual debe incluir:

- a) Dispositivos de medición de flujo, presión y temperatura, para detectar desviaciones en sus condiciones normales de operación;
- b) Dispositivos de seguridad por sobrepresión, como son válvulas automáticas con sus respectivos lazos de control;
- c) Dispositivos de relevo y reguladores de presión que deberá efectuarse al menos una vez cada año calendario, para determinar su funcionalidad, buena condición mecánica y, si es adecuado desde el punto de vista de capacidad y operación para el servicio en el cual es empleado;
- d) Equipo contra incendio, el cual se debe mantener en óptimas condiciones de operación de manera permanente, estar claramente identificado y con fácil acceso en caso de fuego, y
- e) El equipo electromecánico y obra civil de la estación.

G. Reevaluación de la MPOP por integridad del ducto o necesidades operativas

Esta sección describe los requerimientos mínimos que se deben cumplir para incrementar la MPOP por motivos diferentes a la densidad poblacional, ya sea incrementándola por necesidades operativas o reduciéndola como medida preventiva por los resultados de la evaluación de la integridad del ducto, como el adelgazamiento en la pared del ducto por corrosión, entre otros.

11.39 Requisitos generales, incrementos de presión. En caso de que se requieran modificar las condiciones de operación de una tubería para aumentar la presión, el incremento se debe realizar gradualmente a valores que puedan ser controlados y de acuerdo con lo siguiente:

- a) Establecer las medidas de seguridad necesarias y límites de presión para que el tramo de ducto no sea expuesto a presiones que puedan afectar adversamente su integridad,
- b) Los incrementos deben ser no mayores del 10% de la presión cada hora. Al final de cada incremento gradual, la presión se debe mantener constante, en tanto se verifica la existencia de fugas en el tramo de tubería afectado, y
- c) Las fugas detectadas se deben reparar antes de realizar un nuevo incremento de presión y siguiendo el procedimiento correspondiente.

11.40 Documentación de acciones realizadas al tramo de tubería. Cuando se someta un tramo de tubería a condiciones de operación más exigentes, la integridad de dicho tramo debe estar evaluada completamente de acuerdo a las disposiciones del capítulo 13 de esta Norma y se debe contar con un registro de las acciones realizadas en el tramo de tubería, documentación relacionada al mismo, trabajos correctivos y preventivos, y pruebas de presión desarrolladas.

11.41 Plan escrito. Cuando se modifiquen las condiciones de operación de un tramo de tubería, se deben seguir los procedimientos escritos que aseguren el cumplimiento de los requisitos aplicables de esta sección.

11.42 Limitaciones para incrementar la MPOP. Al establecer una nueva MPOP, conforme con esta sección, no se podrá exceder el valor máximo permitido para un tramo nuevo de tubería construido de los mismos materiales en la misma clase de localización, de acuerdo con los criterios de los numerales 11.6.1 a 11.6.3 de esta Norma.

11.42.1 Evaluación de ingeniería. La MPOP de las tuberías de transporte podrá incrementarse si de manera previa se lleva a cabo una evaluación de ingeniería para determinar si es viable incrementar la MPOP a la presión propuesta y si a la fecha de incremento de la MPOP no se tienen retrasos en las actividades correctivas o de inspección, programadas de acuerdo al sistema de administración de integridad de ductos de esta Norma.

La evaluación de ingeniería a que se refiere el párrafo anterior debe incluir al menos:

- a) Análisis de las condiciones físicas actuales del tramo de ducto completo, como es su espesor, poniendo especial énfasis en las zonas con menores espesores. Los espesores deben ser determinados utilizando tecnologías de inspección confiables.
- b) Revisión detallada del diseño original del tramo de ducto;
- c) Análisis de los registros de construcción, inspección y pruebas;
- d) Análisis de los registros de las reparaciones que haya tenido desde su construcción; y
- e) Análisis de los registros de las fugas que haya tenido.

11.42.2 Si derivado de la evaluación de ingeniería resulta viable el incremento de la MPOP, el tramo de ducto en cuestión se deberá someter a nuevas pruebas de presión de acuerdo al capítulo 10 de esta Norma y establecer la nueva MPOP de acuerdo a los criterios de los numerales 11.6.1 a 11.6.3.

11.42.3 Si derivado de la evaluación de ingeniería resulta viable el incremento de la MPOP pero las pruebas de presión no resultan prácticas para el tramo de ducto, el establecimiento de una nueva MPOP deberá realizarse de acuerdo a lo siguiente:

- a) Seleccionar la nueva MPOP que haya sido confirmada por la evaluación de ingeniería y que no exceda el menor de los siguientes valores;
 - 1. El 80% de la presión de diseño de una tubería nueva que tenga las mismas consideraciones de diseño y el mismo material; y
 - 2. La presión que corresponda a un esfuerzo tangencial máximo del 50% de la RMC de la tubería.
- b) Antes de iniciar el incremento de presión en el tramo de ducto se debe realizar lo siguiente:
 - 1. Contar con los dispositivos adecuados para medir la presión;
 - 2. Realizar un monitoreo de fugas inicial y hacer la reparación correspondiente en donde sea requerido; y
 - 3. Reparar o reemplazar cualquier tramo de tubería o accesorio inadecuado para la nueva MPOP.

11.42.4 Si derivado de la evaluación de ingeniería no resulta viable el incremento de la MPOP, se deberá mantener la MPOP actual en tanto no se subsanen las deficiencias encontradas en dicha evaluación.

11.42.5 Al reducirse el espesor de pared de la tubería y sus accesorios por efecto de la corrosión o erosión, es necesario evaluar la MPOP debido a que se reduce la resistencia de la tubería por los esfuerzos causados por la presión. Como resultado de la medición del espesor de la tubería y a la aplicación del sistema de administración de la integridad de ductos, se debe evaluar la MPOP de la tubería y considerar como alternativas:

- a) Realizar la reparación o reemplazo correspondiente en la zona con bajos espesores; o
- b) Reducir la MPOP de la tubería.

11.42.6 La evaluación de la MPOP para el tramo de ducto debe realizarse de acuerdo a lo siguiente:

- a) Determinar la profundidad de la corrosión en la sección del ducto c (en mm), (ver figura 1). Si c es menor que el 10% del espesor nominal del tubo t (en mm), no se requiere reducir la MPOP. Si c es mayor que el 80% del espesor nominal del tubo t , se debe considerar el reemplazo de la sección de tubo corroído;

- b) Determinar la longitud efectiva de corrosión a lo largo del eje longitudinal de la tubería L (en mm).
- c) Calcular el factor adimensional A , de acuerdo a lo siguiente:

$$A = 0.893 \times L / \sqrt{(D \times t)}$$

Donde:

D = diámetro exterior nominal de la tubería, en mm.

- d) Para valores de A menores o iguales a 4.0, calcular P' de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P' = 1.1 \times P \times ((1 - 2c/3t)/(1 - 2c/3t\sqrt{(A^2 + 1)}))$$

Donde:

P = El valor mayor entre la presión de diseño (excluyendo el factor de junta soldada), en Mpa y la MPOP actual.

P' = La máxima presión segura para el área corroída, en MPa;

El valor de P' no debe ser superior al de P .

- e) Para valores de A mayores a 4.0, calcular P' de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P' = 1.1 \times P \times (1 - c/t)$$

El valor de P' no debe ser superior al de P .

- f) Si la MPOP actual es igual o menor a P' , el área con problemas de corrosión puede permanecer en servicio con la actual MPOP si se protegen las zonas corroídas y no se interrumpe el sistema de administración de integridad de ductos, de acuerdo al capítulo 13 de esta Norma. Si la MPOP actual es mayor a P' , la MPOP debe reducirse al valor que asegure que no excede a P' , o la zona corroída debe ser reparada o reemplazada.

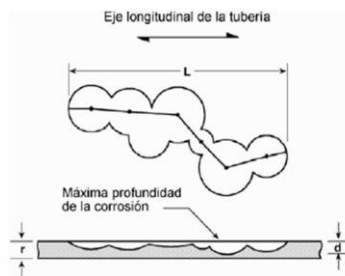


Figura 1

11.43 Medición de espesores. Con la finalidad de monitorear el desgaste de la tubería por corrosión o erosión, se debe realizar la medición de espesores de pared de la tubería en instalaciones superficiales, como son entradas y salidas de válvulas de seccionamiento, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medición, pasos aéreos y trampas de diablos, entre otras. Estas mediciones se deben efectuar anualmente y una vez que se cuenten con suficientes datos para hacer un análisis estadístico y estimar la velocidad de desgaste, se puede establecer un programa de medición de espesores con frecuencia diferente a la anual, en base a los espesores y velocidad de desgaste encontrados. La medición de espesores para estas instalaciones debe incluir lecturas en al menos el 50% de las piezas de tubería y accesorios que conformen la instalación superficial y las mediciones en cada pieza deben ser en al menos dos posiciones distintas.

H. Desactivación y reactivación de tuberías.

11.44 Desactivación de tuberías. En los procesos de desactivación de tuberías, se deberán tomar las medidas siguientes:

- a) Cuando se desactive una tubería, ésta debe ser desconectada del sistema de suministro de gas, purgada y taponada usando bridas ciegas, cabezas soldadas, comales o el accesorio que se considere apropiado. Cuando la tubería se llene con algún medio se deberá poner especial cuidado

en su desactivación y los efectos que le pueda causar a la misma, así como las consecuencias que se puedan tener en la eventualidad de una fuga.

- b)** En tuberías desactivadas se deberá mantener el control de la corrosión interna y externa y el mantenimiento de la tubería deberá realizarse de acuerdo con lo establecido por esta Norma (capítulo 11).
- c)** En tuberías que no han sido utilizadas por un tiempo mayor a 15 meses se debe comprobar anualmente la efectividad del método de desactivación usado, el control de la corrosión y otras actividades de mantenimiento.

11.45 Reactivación de tubería.

- a)** Antes de la reactivación de una tubería se debe llevar a cabo una Evaluación de ingeniería para determinar si dicha tubería es operativamente viable para entrar en servicio.
- b)** Cuando la evaluación indique que no es viable de entrar en servicio se deben implementar las medidas correctivas que sean necesarias para su reactivación.

11.46 Abandono de Tubería.

- a)** La tubería que se deje abandonada en el lugar y no se le proporcione mantenimiento conforme con esta sección, se debe desconectar de todas las fuentes de abastecimiento de gas y purgarse;
- b)** Si se utiliza aire para purgado, se debe asegurar que no esté presente una mezcla explosiva después del purgado, y
- c)** La tubería, una vez purgada, debe estar físicamente separada del sistema de transporte y de cualquier otro servicio y se debe taponar haciendo un sello efectivo.
- d)** Los registros que sean abandonados deberán ser rellenados con material compactado adecuadamente.

11.47 Ductos que hayan estado en servicio o que hayan transportado previamente algún fluido diferente al GN.

- a)** Revisar el historial de diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de transporte para determinar si el sistema de transporte se encuentra en condiciones satisfactorias de operación de acuerdo con esta Norma;
- b)** Inspeccionar el sistema de transporte para identificar las condiciones de operación que pudieran afectar la Franja de Seguridad del sistema de los tramos superficiales y de los subterráneos;
- c)** Corregir los defectos y condiciones inseguras detectadas de acuerdo con esta Norma;
- d)** Probar el sistema de transporte de acuerdo con el capítulo 10 Pruebas de hermeticidad para garantizar que se proporcione la MPOP definida en el capítulo de Operación, y
- e)** Mantener, durante el periodo de operación del sistema de transporte, un registro de las operaciones realizadas, pruebas, reparaciones, reemplazos y modificaciones o alteraciones hechas bajo los requisitos de este numeral. Para los sistemas de transporte que no cuenten con dicho registro antes de la entrada en vigor de esta Norma, éste se deberá llevar a cabo en forma obligatoria a partir de la entrada en vigor de la presente Norma.

11.48 Elaboración del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad

11.48.1 El Permisionario deberá elaborar el programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte que sea congruente con lo establecido en el capítulo 11 de esta Norma. Dicho programa deberá ser verificado por una Unidad de Verificación debidamente acreditada y aprobada por la Comisión.

El programa debe contener, como mínimo, los rubros siguientes:

- a) La lista total de actividades a desarrollar relativas a la operación, mantenimiento y seguridad del sistema
- b) Desagregación de las actividades por área del sistema o por concepto, es decir, operación, mantenimiento y seguridad
- c) Desarrollo cronológico de las actividades estableciendo su interdependencia con otras, en su caso. Se debe mostrar claramente la fecha de inicio y terminación de la actividad.
- d) Manual, instrucciones y recomendaciones del fabricante del equipo, sistema o instalación correspondiente, en su caso.
- e) Descripción de los recursos humanos y tiempo asignados a cada actividad
- f) Persona responsable de las actividades
- g) La forma en que se van a controlar el desarrollo y ejecución de las actividades programadas
- h) Bitácora de las actividades de operación, mantenimiento y seguridad

11.48.2 El Permisionario deberá presentar anualmente a la Comisión durante los primeros 90 días del año calendario en curso, el dictamen emitido por una UV con relación al cumplimiento del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte, correspondiente al año calendario inmediato anterior, a que hace referencia la disposición

11.48.3 El dictamen deberá ir acompañado de dicho programa, así como de un reporte en el que se describan comentarios, observaciones y la forma en que fueron subsanadas, en su caso, las no conformidades por parte del Permisionario.

12. Programa para la prevención de accidentes (PPA).

12.1 Requisitos generales. Se debe contar con un programa para la prevención de accidentes para el sistema de transporte, de conformidad con lo establecido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) así como en lo indicado en el Apéndice V de esta Norma Oficial Mexicana. El PPA debe tomar en cuenta las modificaciones al sistema de transporte así como los cambios en la clase de localización del sistema que en su caso se presenten.

12.1.1 El personal involucrado en los programas de respuesta a emergencias y el personal operativo del sistema de transporte debe estar familiarizado con el PPA y tener conocimiento de sus responsabilidades dentro del mismo.

12.2 Procedimiento de prevención de daños. De manera adicional al PPA se debe instrumentar un procedimiento escrito para prevenir daños a las tuberías enterradas, ocasionados por actividades de construcción.

12.2.1 Las actividades de construcción incluyen: la excavación, uso de explosivos, perforación, limpieza y descubrimiento de la tubería, excavación de túneles, relleno, remoción de estructuras superficiales, ya sea con explosivos o por medios mecánicos, y cualquier otra operación de movimiento de tierra.

12.2.2 El procedimiento de prevención de daños debe, como mínimo:

- a) Implementar un censo de las personas físicas o morales que pueden estar involucradas en actividades de construcción en el área en donde se localiza la tubería;
- b) Establecer un programa de difusión de información a las personas físicas o morales mencionadas en el inciso anterior y proporcionar a la autoridad local información actualizada de las tuberías e instalaciones existentes en su territorio
- c) Proporcionar los medios para recibir y registrar las notificaciones de las actividades planeadas de construcción;
- d) Identificar con señalamientos temporales las tuberías enterradas en el área de construcción antes de que la actividad se inicie, y

- e) Solicitar las inspecciones que deban realizarse a tuberías cuando puedan ser dañadas por las actividades de construcción. La inspección debe realizarse tan frecuentemente como sea necesario durante y después de las actividades para verificar la integridad de la tubería, y en su caso deberá incluir supervisión de fugas.

12.3 Simulacros. De manera complementaria a lo requerido en el PPA, se deben programar y realizar simulacros para evaluar el plan de respuesta a emergencias en el sistema de transporte, tanto a nivel interno como nivel externo. Los simulacros nivel interno deben realizarse con una periodicidad que no exceda 15 meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario. Los simulacros nivel externo deben realizarse al menos cada 4 años en puntos estratégicos de la franja de seguridad del sistema, involucrando organismos u organizaciones externos como comités locales de ayuda mutua, comités locales de protección civil, dirección de seguridad pública estatal y municipal, policía federal de caminos, servicios coordinados de salud, cuerpo de bomberos municipales, partidas militares y empresas privadas, que puedan brindar apoyo en caso de una emergencia. Los sitios donde se realicen los simulacros deben variarse de un simulacro a otro.

13. Sistema de administración de la integridad de Ductos

13.1 Generalidades.

13.1.1 Como resultado de incidentes ocurridos en sistemas de transporte de Gas en diversas partes del mundo, se han adoptado, en años recientes, nuevos métodos para evaluar riesgos e implementar medidas efectivas para controlarlos. Entre ellos destaca el de la administración de riesgos como un medio más eficaz, desde el punto de vista de costos, y adecuado, desde el punto de vista de ingeniería, para mantener y mejorar la seguridad en instalaciones industriales. La administración de riesgos se entiende como una combinación de la evaluación del riesgo y su control. La seguridad de un Sistema de transporte está directamente vinculada con el diseño, apego a normas y códigos de ingeniería, mantenimiento y adecuada operación de las instalaciones; todos estos rubros impactan el estado físico e integridad de un sistema.

Un Sistema de Administración de la Integridad de Ductos (SAID) utiliza métodos de administración de riesgos y administración de sistemas; el objeto primordial es estructurar un sistema de administración global del riesgo de un sistema de transporte, el cual incluye programas de operación y mantenimiento, planes y procedimientos de atención a emergencias y análisis sistemático de la integridad de las instalaciones.

13.2 Objetivos de un SAID.

13.2.1 Para implementar un SAID, el Permisionario o Transportista debe tener como objetivos los rubros siguientes:

- a) Llevar a cabo una evaluación inicial sobre el estado físico del Sistema de transporte y, posteriormente, reevaluar periódicamente los ductos y demás equipo que lo integra para identificar fallas que representen un riesgo potencial.
- b) Remediar defectos o fallas descubiertos durante estos procesos de evaluación, y
- c) Monitorear continuamente la efectividad del SAID para que los diversos rubros establecidos en la sección 13.2.8 se implementen exitosamente.

13.2.2 Administración de la Integridad: Desde el punto de vista de ingeniería, administración de la integridad es la gestión de la vida útil de las instalaciones que toma en cuenta las amenazas que pudieran incidir en los sistemas, ya que éstas, si se materializan, pueden reducir significativamente su vida útil.

13.2.3 Amenaza: Es toda condición física o química que tiene el potencial de causar daño al personal, a las instalaciones o al ambiente.

13.2.4 Consecuencia: 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.

13.2.5 Riesgo: Es la medida de una amenaza que combina una estimación de la probabilidad de ocurrencia de un evento indeseable con una medida de sus efectos o consecuencias.

13.2.6 Los Permisionarios o Transportistas deben implantar un SAID de conformidad con lo previsto en esta Norma Oficial Mexicana.

13.2.7 El elemento central de un SAID lo constituye un estudio de riesgos. El análisis de riesgo debe elaborarse mediante la implementación de una metodología sistemática, por ejemplo, el HAZOP (Hazard Operability), complementado con la determinación de los radios de afectación.

13.2.8 Mediante la implementación del SAID como plan maestro de administración, se requieren realizar las actividades siguientes:

- i. Establecer el alcance y los objetivos de dicho sistema
- ii. Definir quién es el responsable de cada elemento del SAID y de su administración
- iii. Definir qué políticas y procedimientos son adecuados para lograr las metas y objetivos
- iv. Definir cómo se implementarán las políticas y procedimientos
- v. Identificar y analizar todos los eventos que pudieran conducir a una falla del Sistema de transporte
- vi. Evaluar la factibilidad y consecuencias de incidentes potenciales en los ductos
- vii. Evaluar y comparar los riesgos
- viii. Establecer un marco de trabajo con fechas compromiso que considere, entre otras, las medidas que se implementarán sobre mitigación de los riesgos identificados
- ix. Definir cómo se medirá el rendimiento del SAID
- x. Definir cómo se evaluará y auditará periódicamente el SAID

13.2.9 El Permissionario o transportista debe desarrollar los elementos siguientes como parte de la estructura del SAID:

- a) Plan de Administración de la Integridad (PAI);
- b) Programa de Desempeño del PAI;
- c) Programa de Comunicación del PAI;
- d) Programa de Administración de Cambios del PAI;
- e) Programa de Control de la Calidad del PAI, y
- f) Programa de investigación y análisis de accidentes.

13.3 Plan de Administración de la Integridad

13.3.1 En la elaboración del Plan de Administración de la Integridad, el Permissionario o transportista puede basarse en alguno de los dos métodos siguientes:

- a) **Método prescriptivo.** En este método los requerimientos tanto de información como de análisis son menos extensos. Se requiere recopilar información específica con objeto de evaluar cada amenaza identificada, por lo que debe implantarse en Sistemas de transporte nuevos que no cuenten con un historial operativo, y, por lo tanto, de integridad. Se debe evaluar inicialmente el peor escenario esperado en el Sistema de transporte y establecer intervalos entre evaluaciones sucesivas de las instalaciones mediante las cuales se obtenga el estado de integridad de las mismas. Adicionalmente, se deben implantar actividades de inspección, prevención, detección y mitigación para producir un plan de administración de la integridad.
- b) **Método basado en el desempeño.** Este método requiere de mayor información y disponer de capacidad de análisis de riesgos más complejos, ya que se implementa en Sistemas de transporte que cuentan con historial operativo y de integridad. Por lo anterior, se deben efectuar inspecciones que proporcionen información sobre la integridad del sistema con la finalidad de lograr un mayor grado de flexibilidad con relación a intervalos de inspección y técnicas de mitigación empleadas.

El método de administración de la integridad basado en el desempeño debe considerar, al menos, lo siguiente:

1. Descripción del método de análisis de riesgos empleado;
2. Documentación aplicable a cada una de las áreas que forman el Sistema de transporte, y
3. Análisis documentado mediante el cual se determinen los intervalos de evaluación de la integridad y los métodos de mitigación (reparación y prevención).

13.3.2 El Permisionario o Transportista debe implantar un Plan de Administración de la Integridad que considere, al menos, las actividades siguientes:

13.3.2.1 Identificación de causas de daños potenciales por amenaza. Se requiere identificar y recopilar información que caracterice cada sección del Sistema de transporte y sus amenazas potenciales, por ejemplo, corrosión interna y externa, daños mecánicos, defectos de fabricación, fallas operativas, entre otras. Posteriormente, se debe analizar la interacción de estas amenazas (más de una amenaza que ocurra en una sección del Sistema de transporte al mismo tiempo) e identificar el impacto potencial de cada una de ellas.

13.3.2.2 Recolección, revisión e integración de datos. Se debe recopilar información sobre el diseño, operación, mantenimiento, historial de operación y fallas específicas en cada una de las áreas del Sistema de transporte, con el fin de caracterizarlas e identificar las amenazas potenciales específicas. Además, se deben incluir aquellas condiciones o acciones que afectan el estado en el que se presentan las amenazas identificadas, por ejemplo, deficiencias en la protección catódica, condición del recubrimiento de protección contra incendio, entre otras.

13.3.2.3 Estudio de riesgos. La información recopilada de los pasos anteriores debe usarse en la elaboración del estudio de riesgos del Sistema de transporte o de cada uno de los sistemas que lo forman. Dicho estudio integra un análisis de riesgos mediante el cual se identifican eventos y condiciones específicas que podrían ocasionar una falla en el Sistema de transporte. Adicionalmente, se debe determinar la probabilidad de ocurrencia de un evento así como sus consecuencias en las instalaciones, al personal que las opera y al entorno del Sistema de transporte. El resultado de un análisis de riesgos proporciona información sobre la ubicación y naturaleza de los riesgos más significativos, permite clasificar los sistemas: mecánico, eléctrico, contra incendio, entre otros, que forman parte del Sistema de transporte y establecer criterios para la evaluación de la integridad de las instalaciones, así como priorizar las acciones de mitigación correspondientes. El estudio de riesgos debe realizarse cada cinco años, o antes si se presentan cambios internos o externos, o incidentes o accidentes mayores al Sistema de transporte; los resultados del estudio de riesgos deben integrarse al Plan de Administración de la Integridad.

13.3.2.3.1 El estudio de riesgos implantado por el Permisionario o Transportista debe incorporar los objetivos siguientes:

- a) Priorizar los sistemas que forman parte del Sistema de transporte para programar las evaluaciones de integridad y las acciones de mitigación;
- b) Evaluar los beneficios derivados de la acción de mitigación;
- c) Determinar las medidas de mitigación más efectivas para las amenazas identificadas;
- d) Evaluar las metodologías de inspección alternas, e
- e) Identificar dónde deben emplearse los recursos de la manera más efectiva.

13.4 Aspectos generales del estudio de riesgos.

13.4.1 Se debe contar con un estudio de riesgos y clasificar éstos de acuerdo con los siguientes 4 tipos:

- a) Riesgo mayor – Tipo A. El riesgo requiere acción inmediata. Representa una situación de alto riesgo a corto plazo y deben establecerse controles temporales dentro de los 90 días a partir de que dicho riesgo fue identificado. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso menor a 12 meses.
- b) Riesgo Indeseable – Tipo B. El riesgo debe ser reducido y no hay margen para investigar y analizar a más detalle. Deben de establecerse controles temporales en sitio para reducir el riesgo en los siguientes 90 días. No obstante, la acción definitiva para eliminar el riesgo debe darse en un lapso menor a 18 meses.

- c) Riesgo aceptable con controles – Tipo C. El riesgo es significativo, pero se pueden implementar acciones correctivas mediante el paro de instalaciones programado para no afectar programas de trabajo y reducir costos. Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los 3 años subsecuentes. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.
- d) Riesgo razonablemente aceptable – Tipo D. El riesgo requiere tomar medidas pero es de bajo impacto, y puede programarse su atención y reducción en forma conjunta con otras mejoras operativas.

13.4.2 Se debe contar con un programa con fechas compromiso para la atención de las recomendaciones que hayan derivado del estudio de riesgos.

13.4.3 El estudio de riesgos y el programa de atención a sus recomendaciones, a que hacen referencia los numerales 13.4.1 y 13.4.2, deben mantenerse actualizados de acuerdo con lo siguiente:

- a) Antes de realizar modificaciones físicas a las instalaciones del Sistema de transporte, o
- b) Cada 3 años si no existen tales modificaciones físicas.

13.4.4 Se debe contar con una clasificación de todas las zonas o áreas de impacto por las que cruza el Sistema de transporte en las que el criterio de clasificación sea el estado que guardan las instalaciones con relación al tipo de riesgo presente en cada una de las áreas de impacto, siguiendo el criterio establecido en el numeral 13.4.1. El tipo de riesgo debe tomar en cuenta la vulnerabilidad de las diferentes áreas a los siguientes impactos:

- a) A la población.- Deben considerarse daños a la población así como al personal operativo del sistema de transporte; debe tomarse en cuenta, también, la variación de la densidad de población de un sitio a otro.
- b) Ambiental.- Daños al ambiente que abarque suelo, agua y aire. Algunas áreas pueden incluir o estar dentro de zonas protegidas o con condiciones especiales como cuerpos de agua, reservas ecológicas, zonas con susceptibilidad a inundaciones, zonas bajo la influencia de actividad volcánica o sísmica, entre otros.
- c) Al Sistema de transporte.- Daños o afectaciones a las instalaciones del Sistema de transporte, por ejemplo, al derecho de vía, que puedan repercutir en la continuidad y calidad del servicio de transporte, así como en pérdidas económicas.

13.4.5 Las áreas de impacto deben estar incluidas e identificadas mediante coordenadas en un plano general del trayecto del Sistema de transporte.

13.5 Implementación del Sistema de Administración de la Integridad de Ductos (SAID).

13.5.1 Los Permisarios o Transportistas responsables de la operación y mantenimiento de los sistemas de transporte deben implementar un SAID de acuerdo con lo establecido en el presente capítulo de esta Norma Oficial Mexicana.

13.6 Fundamentos de un Sistema de Administración de la Integridad de Ductos.

13.6.1 El alcance y objetivos del SAID deben abarcar más que un conjunto de herramientas numéricas o un programa de inspección y mantenimiento aislado. El SAID debe establecerse como un sistema de administración que abarque los campos de ingeniería, riesgos, operación, inspección, mantenimiento, seguridad y comunicación.

13.6.2 La finalidad de esta Norma Oficial Mexicana en cuanto a la administración de la integridad de ductos, es establecer las bases para que los Permisarios y Transportistas implementen un sistema de administración que contenga programas, metodologías y medidas adecuadas que permitan identificar y evaluar los riesgos de los ductos, establecer prioridades de atención a los mismos, definir programas de

acción, reparar fallas y validar la integridad y buen estado de los ductos, con el objeto de incrementar la seguridad de las personas y sus bienes, así como de las instalaciones y medio ambiente que las rodea.

13.7 Bases para iniciar el SAID.

13.7.1 Inicialmente, debe definirse un marco genérico de acción en el que se establecen la filosofía del sistema y la manera en que se realizarán las diferentes actividades. A medida que se recaben datos e información y se incorporen al SAID para detallarlo, éste evolucionará paulatinamente para formar un plan de administración exhaustivo sobre el estado que guarda el Sistema de transporte. El marco inicial del SAID debe establecer como mínimo:

- a) El proceso de implementación de cada elemento del SAID (ver numeral 13.9),
- b) Las decisiones relevantes que se tomarán y quién las implementará,
- c) Programa con fechas compromiso para completar el trabajo de implementación del elemento del sistema, y
- d) La manera en que la información generada, derivada de la experiencia, será incorporada sistemáticamente al SAID.

13.8 Evaluación inicial y Plan base de evaluación

13.8.1 Al mismo tiempo que se establece el marco inicial como base de un SAID, se debe llevar a cabo el plan base de evaluación de la integridad de ductos a partir del cual se obtendrán los primeros resultados que nutrirán al SAID.

13.8.2 Contenido del plan base de evaluación. El plan base de evaluación debe contener, al menos, los siguientes rubros:

- a) Determinación de tramos o secciones del ducto a ser evaluados,
- b) La identificación de las amenazas potenciales para cada tramo o sección y la información que soporte la identificación de la amenaza,
- c) Las bases para seleccionar cada método de evaluación de la integridad de un tramo, las cuales deben incluir las ventajas y desventajas de los distintos métodos, así como la opción de utilizar métodos complementarios o en forma conjunta. Entre los distintos métodos disponibles deben incluirse, al menos, los siguientes:
 - i. Herramientas de inspección interna o herramientas capaces de detectar corrosión y cualquier otro defecto en la tubería,
 - ii. Pruebas de presión, realizadas de acuerdo con las Normas o lineamientos internacionales y, a falta de éstas, con las normas extranjeras,
 - iii. Evaluaciones directas para identificar corrosión externa, corrosión interna y agrietamiento por corrosión por esfuerzos, y
 - iv. Otras tecnologías probadas que proporcionen información sobre la condición del ducto.
- d) Métodos seleccionados para evaluar la integridad de cada tramo de ducto,
- e) Programa de actividades, basado en prioridades, para completar la evaluación de la integridad de los tramos a ser evaluados, incluyendo los factores de riesgo considerados para establecer dicho programa y
- f) Procedimiento para asegurar que el plan base de evaluación de la integridad y las medidas implementadas para solventar los hallazgos, en su caso, se realicen de manera que se minimicen los riesgos a la población, al medio ambiente y a las instalaciones.

13.8.3 Metodología del plan base de evaluación. La metodología del plan base de evaluación debe implementarse siguiendo los pasos siguientes:

- a) Priorizar el análisis de los distintos tramos o secciones del ducto a evaluar. Esta actividad debe ser congruente con el estudio de riesgos que considere las amenazas potenciales de los ductos, de acuerdo al numeral 13.3.2.1,
- b) Aplicar los métodos que resulten adecuados citados en el inciso c) del numeral 13.8.2.
- c) Prever que los métodos de evaluación elegidos cubran los riesgos de falla relativos a los rubros siguientes:
 - i. Corrosión externa,
 - ii. Corrosión interna,
 - iii. Agrietamiento por corrosión por esfuerzos,
 - iv. Defectos de fabricación (agrietamiento por fatiga debido a defectos existentes en soldaduras por resistencia eléctrica),
 - v. Fallas por equipo asociado a la tubería,
 - vi. Fallas de construcción / fabricación del tubo, como son las curvaturas con pliegues, defectos en soldaduras circunferenciales y fallas en el acoplamiento de uniones,
 - vii. Daño mecánico por terceras partes,
 - viii. Fatigas cíclicas u otras condiciones de carga como movimientos del suelo / pérdida de soporte del suelo debido al clima y a fuerzas externas, y
 - ix. Operación incorrecta del sistema de transporte.
- d) Establecer un periodo para completar el plan base de evaluación en los tramos o secciones que se hayan identificado, tomando en cuenta que a partir de este plan base de evaluación se programará la evaluación de otros tramos o secciones de ducto.
- e) Cuando surja un nuevo tramo con riesgo tipo A o B, como resultado de una actualización del estudio de riesgo, el Permisionario o Transportista debe completar el plan base de evaluación del nuevo tramo a más tardar en un año para riesgo tipo A y en 2 años para riesgo tipo B.
- f) Cuando haya ampliaciones nuevas al ducto, el Permisionario o transportista dispondrá de un año para completar el plan base de evaluación de la nueva ampliación, a partir de que haya sido instalada, e integrar toda la documentación y actividades programadas de esta nueva ampliación al resto del SAID.

13.8.4 Una vez que el plan base de evaluación ha sido completado, se debe implementar en el sistema una metodología para que la evaluación de la integridad sea un proceso continuo y sistemático que incorpore la información de las evaluaciones previas con objeto de integrar un SAID detallado y exhaustivo. La continuidad del programa debe tener como objetivos primordiales, adicionales a los mencionados en la sección 13.6, los siguientes:

- a) Implementar el proceso de mejora continua en el mismo.
- b) Haber evaluado en 2 años la integridad del 100% de los tramos o secciones del ducto con riesgos tipo A y B, de acuerdo con los criterios del numeral 13.4.1.
- c) Haber evaluado en 3 años la integridad de al menos el 50% de aquellos tramos del ducto con riesgo tipo C, de acuerdo con los criterios del numeral 13.4.1.
- d) Haber evaluado la integridad del Sistema de transporte completo al cabo de 5 años, basado en las prioridades que resulten del estudio de riesgo.

13.8.5 Una vez actualizado el estudio de riesgos, debe actualizarse o corroborarse la clasificación de áreas de impacto de acuerdo al numeral 13.4.4.

13.9 Elementos que constituyen un SAID.

13.9.1 El programa inicial, de acuerdo con la sección 13.7.1, debe servir de base para un proceso continuo de retroalimentación con la información recopilada y ser el soporte para los programas subsecuentes, cuyo fin es mejorar y constituir un programa exhaustivo que debe implementarse en el periodo previsto en el inciso d) del numeral 13.8.4.

Los elementos que constituyen el SAID son los siguientes:

- a)** Identificación de todas las áreas de impacto, basada en el estado que guardan las instalaciones, de acuerdo al numeral 13.4.4.
- b)** Plan base de evaluación que cumpla con los requisitos de los numerales 13.8.2 y 13.8.3.
- c)** Identificación de las amenazas para cada tramo del ducto, que debe incluir la integración de datos y una evaluación de riesgos. El Permisionario o Transportista debe usar la información sobre los defectos identificados en los ductos y estudio de riesgos para priorizar la atención de los diferentes tramos, y evaluar medidas adicionales preventivas y de mitigación para cada tramo.
- d)** Medidas para controlar o eliminar los defectos. Esto debe incluir, al menos, los rubros siguientes:
 - i.** Listado de defectos y descripción de los mismos.
 - ii.** Listado de requerimientos para efectuar las reparaciones, tanto inmediatas como programadas.
 - iii.** Reducción temporal de la presión de operación, en su caso.
 - iv.** Memorias de cálculo para determinar la presión que pueden soportar los tramos del ducto considerando los defectos; lo anterior, para el caso en que se haya identificado una disminución en el espesor del ducto o esfuerzos adicionales.
 - v.** Listado de medidas preventivas o de mitigación necesarias.
 - vi.** Programa para la reparación del ducto o eliminación de defectos.
 - vii.** Reducción de la presión a largo plazo. Cuando la reducción de presión temporal exceda 365 días, el Permisionario o Transportista debe tener documentadas y justificadas las razones por las cuales la reparación del ducto ha sido retrasada.
 - viii.** Programa para efectuar reparaciones en un año. Las siguientes reparaciones deberán ser reparadas a más tardar en un año:
 - a.** Abolladuras localizadas entre las posiciones 8 en punto y 4 en punto (las 2/3 partes superiores del tubo) que tengan una profundidad mayor a 6% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 12.7 mm (0.5 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores.
 - b.** Abolladuras que tengan una profundidad mayor a 2% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 6.35 mm (0.25 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores y que afecten la curvatura del tubo en una soldadura circunferencial o longitudinal.
- e)** Programa de monitoreo de condiciones no reparables a corto plazo. El Permisionario o Transportista debe monitorear las condiciones de los defectos no reparables a corto plazo para tomar en cuenta su condición en los estudios de riesgos subsecuentes, e identificar cualquier cambio que requiera reparación. Se deben monitorear las condiciones siguientes:
 - i.** Abolladuras localizadas entre las posiciones 4 en punto y 8 en punto (la tercera parte inferior del tubo) que tengan una profundidad mayor a 6% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 12.7 mm (0.5 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores.

- ii. Abolladuras localizadas entre las posiciones 8 en punto y 4 en punto (las 2/3 partes superiores del tubo) que tengan una profundidad mayor a 6% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 12.7 mm (0.5 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores en las que un análisis de ingeniería demuestre que estas abolladuras no rebasan los esfuerzos críticos en el metal.
 - iii. Abolladuras que tengan una profundidad mayor a 2% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 6.35 mm (0.25 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores, en las que se afecte la curvatura del tubo en una soldadura circunferencial o longitudinal pero que, mediante una Evaluación de ingeniería se demuestre que estas abolladuras y soldaduras no rebasan los límites de esfuerzos permitidos en el metal.
- f) Metodología para que el SAID se constituya en un proceso de evaluación continua de la integridad de ductos.
 - g) Plan para confirmar la evaluación directa que servirá para reevaluar las condiciones más críticas del Sistema de transporte en un periodo no mayor a 5 años.
 - h) Determinación de medidas preventivas y de mitigación que se establecerán para proteger las áreas de gran impacto.
 - i) Implementación de métodos para medir la efectividad del SAID.
 - j) Listado de los registros que se deberán mantener durante la vida operativa del Sistema de transporte, bajo un sistema de administración de documentos.
 - k) Sistema de calidad que cubra toda la administración de la integridad de ductos y que incluya auditorías internas del SAID en su totalidad.
 - l) Sistema de seguridad que establezca que las actividades de campo relacionadas con la integridad del Sistema de transporte se lleven a cabo sin riesgos para el personal, instalaciones y medio ambiente.

13.10 El Permisario o Transportista debe reportar los resultados de la inspección y evaluación de la integridad del Sistema de transporte a la Comisión de conformidad con lo establecido en el numeral 13.17 Reportes del SAID.

13.11 Respuestas y medidas correctivas y de mitigación. Se deben programar acciones preventivas y de mitigación para evitar, reducir o eliminar una amenaza a la integridad de las instalaciones del Sistema de transporte.

13.12 Programa de desempeño del SAID

13.12.1 El Permisario debe implantar un programa de desempeño cuyo propósito es cuantificar la efectividad del SAID; dicho programa debe contener lo siguiente:

- a) Evidencia de que fueron logrados los objetivos del SAID.
- b) Evidencia de que fueron mejorados los aspectos de integridad y seguridad de las instalaciones del Sistema de transporte mediante la aplicación del SAID.

13.13 Programa de comunicación del SAID

13.13.1 El Permisario o Transportista debe desarrollar e implementar un plan de comunicación para informar quinquenalmente a la Comisión, o antes en caso de alguna modificación al mismo, sobre el SAID y los resultados de sus actividades.

13.14 Programa de administración del cambio del SAID

13.14.1 Como parte del SAID, el Permisario o Transportista debe considerar las modificaciones a las instalaciones, de ingeniería, procedimientos y de organización del Sistema de transporte, tanto permanentes

como temporales. Dichas modificaciones deben ser administradas para identificar el impacto sobre el Sistema de transporte y su integridad; el Permisionario o Transportista deberá establecer los criterios para aprobar e implementar dichos cambios al SAID. Para llevar a cabo esas modificaciones, se deben considerar procedimientos viables que sean aplicables a cambios mayores y menores.

13.15 Programa de control de calidad del SAID

13.15.1 El control de calidad constituye la prueba documentada y sistemática del cumplimiento del SAID. El Permisionario o Transportista debe implementar un programa de control de calidad (si ya se cuenta con uno, puede implementarse al SAID) mediante el cual se registren las actividades, procedimientos, documentación y programas del SAID, con objeto que exista un registro y trazabilidad del mismo. El programa debe consistir de lo siguiente:

- a) Identificar los procesos del SAID;
- b) Determinar la secuencia e interacción de dichos procesos;
- c) Determinar los criterios y metodología necesarios para garantizar que la operación y control de dichos procesos sean efectivos;
- d) Proporcionar los recursos y la información necesarios para apoyar la operación y seguimiento de estos procesos;
- e) Dar seguimiento, medir y analizar dichos procesos, e
- f) Implantar las acciones para lograr los resultados planificados y mejorar los procesos en forma sistemática.

13.15.2 El Permisionario o Transportista debe realizar las acciones siguientes como parte del programa de control de calidad:

- a) Definir al personal responsable de tomar decisiones en este programa;
- b) Seleccionar la documentación e incluirla en el programa de calidad; los documentos deben ser controlados y archivados por el tiempo que dure el programa;
- c) Determinar la forma de dar seguimiento al SAID;
- d) Realizar quinquenalmente la verificación del SAID y del programa de calidad dictaminado por una Unidad de Verificación;
- e) Documentar las acciones correctivas para mejorar el SAID o el plan de calidad y verificar su efectividad.

13.16 Programa de investigación y análisis de accidentes

13.16.1 El Permisionario o Transportista debe implantar un programa de investigación y análisis de accidentes, que incluya su reporte y seguimiento, cuyo propósito es instrumentar medidas correctivas y evitar su recurrencia. En caso de haberse presentado un accidente en el Sistema de transporte, el Permisionario o Transportista deberá reportarlo a la Comisión en un plazo no mayor a 10 días hábiles después de haber ocurrido. Adicionalmente, el Permisionario o Transportista deberá reportar a la Comisión el resultado del programa de investigación y análisis del accidente, así como las medidas correctivas implementadas, en un plazo máximo de un año después de ocurrido el accidente.

13.17 Reportes del SAID

13.17.1 Los Permisionarios o Transportistas cuyos Sistemas de transporte se encuentren en operación a la entrada en vigor de esta Norma Oficial Mexicana, deberán verificar el SAID, de conformidad con lo establecido en el numeral 13. 5 y presentar un primer reporte 2 años posteriores a la publicación de dicha norma, que contenga los requisitos establecidos en este capítulo. El reporte deberá presentarse a la Comisión durante los primeros tres meses posteriores al término del periodo de los 2 años y, subsecuentemente, de manera quinquenal, o antes en caso de alguna modificación al SAID.

13.17.2 Los Permisarios o Transportistas a quienes les aplica esta Norma Oficial Mexicana y cuyos Sistemas de transporte sean instalaciones nuevas, deberán verificar el SAID, de conformidad con el numeral 13.5 y presentar a la Comisión un primer reporte en un plazo de 18 meses posterior a la entrada en operación de dicho sistema y, subsecuentemente, un reporte quinquenal en medio electrónico sobre el estado que guarda la integridad de las instalaciones del Sistema de transporte, o antes en caso de alguna modificación al SAID, de conformidad con lo establecido en este capítulo.

13.17.3 Los Permisarios deben elaborar su programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte aludido en la disposición 11.1 de esta Norma Oficial Mexicana, considerando, entre otros, los resultados reportados del plan de administración de la integridad correspondiente.

13.18 Notificación del reporte anual de incidentes.

13.18.1 El Permisario o Transportista deberá enviar a la Comisión un reporte anual de incidentes de su Sistema de transporte y la manera en que fueron atendidos.

14. Vigilancia

14.1 La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, es la autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en la presente Norma Oficial Mexicana.

14.2 En conformidad con lo previsto en el artículo 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, establecerá el procedimiento para la evaluación de la conformidad de los sistemas de transporte de gas. (Ver Apéndice VI Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad).

15. Concordancia con normas internacionales

Esta norma oficial mexicana no tiene concordancia con norma o lineamiento internacional en la materia.

16. Bibliografía

La bibliografía que se indica es la publicada de acuerdo con la última edición del documento correspondiente.

NOM-027-STPS-1994, Señales y avisos de seguridad e higiene.

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

NMX-B-010-1986, Industria siderúrgica-Tubos de acero al carbono sin costura o soldados, negros o galvanizados por inmersión en caliente, para usos comunes.

NMX-B-177-1990, Tubos de acero con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente.

NMX-B-179-1983, Productos siderúrgicos-Tubos de acero con o sin costura-Series dimensionales.

NMX-E-043-SCFI-2002, Industria del Plástico-Tubos de polietileno (PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas Licuado del Petróleo (GLP)-Especificaciones.

NMX-X-021-SCFI-2007 Industria del Gas-Tubos multicapa de polietileno-aluminio-polietileno (PE-AL-PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP)-especificaciones y métodos de ensayo.

NMX-X-031-SCFI-2005, Industria del gas-Válvulas de paso-Especificaciones y métodos de prueba.

NMX-Z12-1/2-1987, Muestreo para la Inspección por Atributos. Partes 1 y 2.

Blumenkron, Fernando, Gas natural, combustible ecológico Tomo III, Edición 1999.

CID-NOR-N-SI-0001, de Petróleos Mexicanos, requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte, edición 1998.

NO.03.0.02, de Petróleos Mexicanos, Derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos (1990).

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

API 5L-2004, Specification for line pipe.

API RP 5L1-1996, Recommended practice for railroad transportation of line pipe.

Especificación API 6D "Especificación para Válvulas de Tubería (Válvulas de compuerta, de Flotador, de Paso y de Retención)" (1994).

Estándar API 1104 "Soldadura de Tuberías e Instalaciones Relacionadas" (1999).

Estándar API RP 570 "Dimensionamiento, selección e instalación de equipos de alivio de presión en refinerías"

Estándar API RP 521 "Guía para los sistemas de alivio de presión y despresurización"

Estándar API RP 526 "Válvulas de alivio de presión al acero dulce bridadas"

API RP 5LW-1996, Recommended practice for transportation of line pipe on barges and marine vessels.

API 1104-1999, Welding of pipelines and related facilities.

API RP 2201, Prácticas seguras de perforación de tuberías en servicio en las industrias del Petróleo y Petroquímica

ASTM B 32; Standard specification for solder metal

ASTM A 53-1996, Standard specification for pipe, steel, black and hot dipped, zinc coated welded and seamless.

ASTM A 106-1995, Standard specification for seamless carbon steel pipe for high temperature service.

ASTM: A 120 "Tubos de acero negro y galvanizado con o sin costura para uso ordinario" (1984).

ASTM A 333/A 333M-1994, Standard specification for seamless and welded steel pipe for low temperature service.

ASTM: A 372/A 372M "Especificación estándar para piezas forjadas de carbono y aleación de acero para recipientes a presión de pared delgada" (1955).

ASTM A 381-1993, Standard specification for metal arc welded steel pipe for use with high pressure transmission systems.

ASTM A 671-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for atmospheric and lower temperatures.

ASTM A 672-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for high pressure service at moderate temperatures.

ASTM D 1988-1991 (Reapproved 1995), Standard test method for Mercaptans in natural gas using length-of-stain detector tubes.

ASTM D 2513-1999, Standard specification for thermoplastic gas pressure pipe, tubing and fittings.

ASTM D 2657; Standard practice for heat fusion joining of polyolefin pipe and fittings

ASTM D 3261-1997, Standard specification for butt heat fusion polyethylene (PE) plastic fittings for polyethylene (PE) plastic pipe and tubing.

ASTM D 2683-1995, Standard specification for socket type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.

ASTM E 797 / E 797M – 10, Standard practice for measuring thickness by manual ultrasonic pulse-echo contact method.

ASTM F 905-1996, Standard practice for qualification of polyethylene saddle fusion joints.

ASTM F 1055-1995, Standard specification for electrofusion type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.

ASTM G95-2007 Cathodic disbondment test of pipeline coatings (Attached Cell Method)

ASME B 31.8-2012, Gas transmission and distribution piping systems

ASME BPV-2001, Boiler and Pressure Vessel code, section I, section VIII division I, section VIII division 2, section IX.

ASME B 16.1-1998, Cast iron pipe flanges and flanged fittings

ASME B 16.5-1996, Pipe flanges and flanged fittings.

ASME B 16.9-2001, Factory made wrought steel butt welding fittings.

ASME B 16.18-1984/Reaffirmed 1994, Cast copper alloy solder joint pressure fittings.

ASME B 16.22-1995, Wrought copper and copper alloy solder joint pressure fittings.

ASME B 16.25-1997, Buttwelding ends.

B31G - 2009 Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping

ASME B 16.33-1990, Manually operated metallic gas valves for use in gas piping systems up to 125 psig, size $\frac{1}{2}$ "-2".

ASME B 16.34-1996, Valves flanged, threaded and welding end.

ASME B 16.38-1985/Reaffirmed 1994, Large metallic valves for gas distribution (manually operated NPS $2\frac{1}{2}$ " to 12", 125 psig max.).

ASME B 16.40-1985/Reaffirmed 1994, Manually operated thermoplastic gas shut-offs and valves in gas distribution systems.

ANSI/ASME B36.10M-2000 Welded and Seamless Wrought Steel Pipe

MSS SP-44 "Bridas para Tuberías de Línea de Acero" (1991).

MSS-SP-75 "Estándares de conexiones para tuberías" (1988).

MSS-SP-58 "Soportes para tubería, diseño y materiales" (1983).

NFPA 69, Explosion Prevention Systems, 1992.

ANSI/NFPA 70 "Código eléctrico nacional" (1993).

NFPA 328, Manholes, Sewers and Similar Underground Structures, 1992.

NFPA 5113, Cutting and Welding Processes, 1989.

AGA Technical report No. 10, Steady Flow in gas pipelines fluid flow model.

NACE RP 0169-1996, Standard Recommended Practice. Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems.

17. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana, NOM-007-SECRE-2013, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral (cancela y sustituye a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural) y entrará en vigor como norma definitiva a los 60 días naturales después de la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

APÉNDICE I

CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA EN TUBERÍAS DE ACERO ENTERRADAS Y/O SUMERGIDAS

ÍNDICE

1. Introducción

- 2. Definiciones
- 3. Control de la corrosión externa en tuberías de acero
 - 3.1 Recubrimiento anticorrosivo
 - 3.2 Estructura a proteger
 - 3.2.1 Tuberías nuevas
 - 3.2.2 Tuberías existentes
 - 3.2.3 Puenteos eléctricos
 - 3.3 Tipos de protección catódica
 - 3.3.1 Ánodos galvánicos o de sacrificio
 - 3.3.2 Corriente impresa
 - 3.4 Aislamiento eléctrico
 - 3.5 Criterios de protección catódica
 - 3.6 Perfil de potenciales de polarización
 - 3.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible
 - 3.8 Mediciones de corriente eléctrica
 - 3.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo
 - 3.8.2 Medición de resistividad
 - 3.8.3 Medición de corriente eléctrica
 - 3.9 Funcionalidad del sistema
 - 3.9.1 Previsiones para el monitoreo
 - 3.9.2 Interferencia con otros sistemas
 - 3.9.3 Cruzamientos
 - 3.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo
 - 3.10 Operación, inspección y mantenimiento
 - 3.10.1 Fuentes de energía eléctrica
 - 3.10.2 Camas anódicas
 - 3.10.3 Conexiones eléctricas
 - 3.10.4 Aislamientos eléctricos
 - 3.10.5 Recubrimientos
 - 3.10.6 Levantamiento de potenciales
 - 3.11 Seguridad
 - 3.11.1 Medidas generales
 - 3.11.2 Generación de gases peligrosos
 - 3.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas
 - 3.11.4 Corto circuitos en instalaciones eléctricas
 - 3.11.5 Señalización de instalaciones energizadas
 - 3.12 Documentación
 - 3.12.1 Historial del sistema de protección catódica
 - 3.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias
 - 3.13 Registros
 - 3.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica
 - 3.13.2 Modificaciones al sistema original
 - 3.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica
 - 3.13.4 Estudios especiales

1. Introducción

Las estructuras metálicas o tuberías de acero enterradas y/o sumergidas están expuestas a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso electroquímico, que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que la rodea. Para reducir este efecto es necesario ejercer un control de los factores

que influyen en el proceso de corrosión, donde la adecuada selección del material de la tubería y la aplicación de los recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño.

La función del recubrimiento es aislar la superficie metálica de la tubería del electrolito que la rodea. Además del recubrimiento anticorrosivo se debe aplicar protección complementaria a la tubería mediante el uso de protección catódica. La implementación, instalación, operación y mantenimiento adecuado del control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas o sumergidas han demostrado ser una herramienta eficaz que aumenta la confiabilidad de las tuberías destinadas al transporte de fluidos.

2. Definiciones

Para efectos de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Ánodo: Elemento emisor de corriente eléctrica; es el electrodo de una celda en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

2.2 Ánodo galvánico o de sacrificio: Metal con potencial de oxidación más electronegativo que el de la tubería por proteger y que al emitir corriente eléctrica de protección, se consume.

2.3 Ánodo inerte: Electrodo auxiliar metálico o no metálico que forma parte del circuito de protección catódica y que se conecta a la terminal positiva de una fuente externa de corriente eléctrica directa.

2.4 Apantallamiento: Fenómeno del blindaje eléctrico que se presenta cuando, por efecto de un material con características de aislamiento eléctrico u otro material metálico, impide o desvía el flujo de energía eléctrica de protección catódica hacia la estructura a proteger.

2.5 Aterrizamiento: Conexión eléctrica, intencional o no, entre un conductor y tierra (suelos y cuerpos de agua).

2.6 Cama anódica: Grupo de ánodos, ya sea inertes o galvánicos que forman parte del sistema de protección catódica.

2.7 Cátodo: Electrodo de una celda en el que ocurren las reacciones electroquímicas de reducción; es el elemento receptor de corriente eléctrica.

2.8 Celda solar: Equipo que transforma la energía solar en energía eléctrica de corriente directa.

2.9 Compatibilidad del sistema de recubrimiento con el sistema de protección catódica: La interacción y afinidad entre el Sistema de recubrimiento anticorrosivo y el Sistema de protección catódica con el que cuente el Ducto que demuestre el cumplimiento con los requisitos establecidos en esta norma.

2.10 Corriente de protección catódica: Corriente eléctrica directa necesaria para obtener los valores del potencial electroquímico de protección de una estructura metálica enterrada o sumergida en un electrolito.

2.11 Corriente parásita: Corriente eléctrica directa o alterna que proviene de otra fuente de energía distinta al circuito previsto y que llega a la tubería a través del electrolito o por contacto directo. Cuando en una tubería metálica entra una corriente eléctrica parásita se produce corrosión en aquellas áreas donde dicha corriente eléctrica abandona la tubería metálica para retornar a su circuito de origen.

2.12 Corrosión: Destrucción del metal por la acción electroquímica de ciertas sustancias a través de la oxidación o pérdida de electrones del metal.

2.13 Defecto en el recubrimiento: Discontinuidad en el material anticorrosivo que expone la superficie del metal al medio electrolítico que lo rodea.

2.14 Densidad de corriente: Corriente eléctrica directa por unidad de área, expresada usualmente en miliampere por metro cuadrado o miliampere por pie cuadrado.

2.15 Electrodo de referencia: Media celda electroquímica cuyo potencial es constante. Es un electrodo no polarizable.

2.16 Electrolito: Conductor iónico de corriente eléctrica directa. Se refiere al subsuelo o al agua en contacto con una tubería metálica enterrada o sumergida.

2.17 Estación de registro: Instalación para medir el potencial de la tubería ya sea natural o de polarización.

2.18 Junta de aislamiento: Accesorio constituido de un material aislante que se intercala en el sistema de tubería para separar eléctricamente en secciones a la tubería a proteger.

2.19 Interfases: Transición a la que se somete la tubería al cambiar de electrolito, pudiendo ser ésta tierra-aire, tierra-concreto, concreto-aire, aire-agua, tierra-agua, etc.

2.20 Laboratorio Externo: Entidad acreditada en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización responsable de realizar pruebas a materiales con respecto al cumplimiento de Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas, con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros.

2.21 Material de relleno: Mezcla de materiales sólidos que envuelven al ánodo para incrementar su conductividad eléctrica en el terreno donde se alojan.

2.22 Polarización: Magnitud de la variación de carga en un electrodo de un circuito abierto causado por el paso de una corriente eléctrica.

2.23 Potencial crítico: Voltaje de protección catódica de valor inferior en relación al valor de cualquiera de los criterios de protección catódica.

2.24 Potencial natural: Potencial espontáneo (sin impresión de corriente eléctrica directa) que adquiere una estructura metálica al estar en contacto con un electrolito. También denominado potencial de corrosión.

2.25 Potencial tubo/suelo: Diferencia de potencial entre una tubería de acero enterrada y/o sumergida protegida catódicamente y un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.

2.26 Protección catódica: Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas enterradas o sumergidas contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica directa proveniente de la fuente seleccionada para el sistema.

2.27 Prueba de requerimiento de corriente: Aplicación de corriente eléctrica directa a la tubería por proteger catódicamente con el fin de cuantificar la corriente eléctrica de protección y determinar los alcances de protección para cada uno de los puntos de drenaje eléctrico.

2.28 Puenteo eléctrico: Conexión eléctrica entre tuberías mediante un conductor eléctrico y terminales fijas, con el fin de integrar en circuitos conocidos las tuberías adyacentes.

2.29 Punto de drenaje eléctrico: Sitio en el que se imprime la corriente eléctrica directa de protección a una tubería enterrada y/o sumergida.

2.30 Recubrimiento anticorrosivo: Material que se aplica y adhiere a la superficie externa de una tubería metálica para protegerla contra los efectos corrosivos producidos por el medio ambiente.

2.31 Rectificador: Equipo que convierte corriente eléctrica alterna en corriente eléctrica directa controlable.

2.32 Resistividad: Resistencia eléctrica por unidad de volumen del material. Las mediciones de esta propiedad indican la capacidad relativa de un medio para transportar corriente eléctrica.

2.33 Señalamiento: Avisos informativos, preventivos o restrictivos para indicar la presencia del ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto. Es posible que los señalamientos estén dotados de conexiones eléctricas para funcionar como estaciones de registro de potencial.

2.34 Sistema de protección catódica: Conjunto de elementos como: ánodos galvánicos o inertes, rectificadores de corriente eléctrica, cables y conexiones que tienen por objeto proteger catódicamente una tubería de acero.

2.35 Sistema de recubrimiento anticorrosivo: Conjunto de recubrimientos relacionados entre sí, cuyas cualidades físicas y químicas se combinan para formar una barrera protectora adherida al sustrato metálico,

con la finalidad de aislarlo de los efectos del medio corrosivo y que se compone de una a más capas de recubrimientos para combinar dichas cualidades.

2.36 Tubería enterrada o sumergida: Es aquella tubería terrestre que está alojada bajo la superficie del terreno o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.). No se refiere a tuberías instaladas en el lecho marino.

2.37 Turbina generadora: Equipo de combustión interna que genera corriente eléctrica directa para proporcionar protección catódica a tuberías o estructuras metálicas.

3. Control de la corrosión externa en tuberías de acero

La prevención de la corrosión exterior en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos y sistemas de protección catódica, con la finalidad de tener las tuberías de acero enterradas o sumergidas en buenas condiciones de operación y seguras.

3.1 Recubrimiento anticorrosivo. El tipo de recubrimiento anticorrosivo se debe seleccionar tomando en cuenta las condiciones de operación, la instalación, el manejo y el escenario particular de exposición de la tubería por proteger, así como la compatibilidad con el Sistema de protección catódica complementaria, dicho recubrimiento debe cumplir con lo establecido en el numeral 7.57.2 de esta norma.

3.1.1 Durante el manejo y almacenamiento de la tubería recubierta, ésta debe estar protegida para evitar daños físicos.

3.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones. En caso de detectarse imperfecciones se deben eliminar las reparaciones y realizar nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación.

3.1.3 Cuando la tubería enterrada o sumergida quede expuesta a la superficie se debe aplicar un recubrimiento anticorrosivo en la parte de transición que prevenga la corrosión entre el tramo aéreo y el enterrado (interfase suelo-aire).

3.2 Estructura a proteger.

3.2.1 Tuberías nuevas. Las tuberías nuevas enterradas y/o sumergidas deben ser recubiertas externamente y protegidas catódicamente, salvo que se demuestre mediante un estudio técnico realizado por el área técnica responsable del control de la corrosión externa, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el cual son instalados.

3.2.2 Tuberías existentes. Se deben establecer métodos de evaluación para determinar la necesidad de implementar programas adicionales de control de la corrosión y tomar las acciones correctivas de acuerdo con las condiciones prevalecientes.

Los métodos y acciones mencionados deben incluir, como mínimo, lo siguiente:

a) Evaluación:

1. Se deben revisar, analizar y evaluar los resultados de la inspección y mantenimiento normales de las tuberías de acero protegidas catódicamente en búsqueda de indicios de corrosión en proceso;

2. Los métodos de medición eléctrica más comunes incluyen:

- Potencial tubo/suelo;
- Resistividad del suelo;
- Potencial tubo/suelo por el método de dos electrodos.

3. La funcionalidad de un sistema de protección catódica se debe monitorear de acuerdo con lo indicado en los numerales 3.8 y 3.9 de este Apéndice.

b) Medidas correctivas:

1. Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben tomar medidas correctivas para inhibirla, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Análisis de la efectividad y la continuidad de la operación del sistema de protección catódica;
- Mejoramiento del Sistema de recubrimiento anticorrosivo en apego a lo establecido en la Disposición 3.1 de este Apéndice;
- Instalación complementaria de ánodos de sacrificio;
- Utilización de fuentes de corriente impresa;
- Delimitación con aislamientos eléctricos, y
- Control de corrientes eléctricas parásitas.

3.2.3 Puentes eléctricos. Cuando en la franja de seguridad existen varias tuberías y se requiere protegerlas catódicamente, se deben puentear eléctricamente, siempre que las dependencias, órganos o empresas encargados de los sistemas de tuberías estén de acuerdo y previamente se hayan realizado los estudios correspondientes. La integración de tuberías ya sean nuevas o existentes a otros sistemas de tuberías debe quedar documentada conforme con lo indicado en el numeral 3.12 de este Apéndice.

La instalación del puenteo eléctrico se debe realizar de acuerdo a lo indicado en la definición del término puenteo eléctrico en el numeral 2.25 de este Apéndice. Se deben proteger las áreas afectadas por las conexiones en cada tubo con un recubrimiento anticorrosivo compatible.

Es recomendable que en los puentes eléctricos que se ubiquen en las estaciones de registro de potencial se identifiquen los conductores eléctricos de cada una de las tuberías que se integran al sistema de protección catódica.

3.3 Tipos de protección catódica. Existen dos tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se pueden emplear en forma individual o combinada:

- a) Ánodos galvánicos o de sacrificio, y
- b) Corriente impresa.

3.3.1 Ánodos galvánicos o de sacrificio. La fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería. La protección de las tuberías se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo.

En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.

3.3.2 Corriente impresa. Este sistema consiste en inducir corriente eléctrica directa a una tubería enterrada mediante el empleo de una fuente y una cama de ánodos inertes que pueden ser de hierro, grafito, ferrosilicio, plomo y plata entre otros. La fuente de corriente eléctrica directa se conecta en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo a la tubería a proteger.

3.4 Aislamiento eléctrico. La tubería de acero a proteger debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura metálica o de concreto que no esté considerada en la implementación del sistema de protección catódica, tales como soportes de tubería, estructuras de puentes, túneles, pilotes, camisas de acero protectoras, recubrimiento de lastre, entre otros.

3.4.1 Las juntas aislantes se deben seleccionar considerando factores como su resistencia dieléctrica y mecánica, así como las condiciones de operación de la tubería. Al realizar cualquier instalación de junta aislante se debe comprobar la ausencia de atmósfera combustible.

Las juntas aislantes se deben instalar en los lugares siguientes:

- a) En cabezales de pozos;
- b) En el origen de ramales;

- c) En la entrada y salida de la tubería en estaciones de medición, regulación de presión y/o de compresión;
- d) En las uniones de metales diferentes para protección contra la corrosión galvánica;
- e) En el origen y final del sistema de tuberías que se deseen proteger para prevenir la continuidad eléctrica con otro sistema metálico, y
- f) En la unión de una tubería recubierta con otra tubería descubierta.

3.5 Criterios de protección catódica. Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas y/o sumergidas se debe cumplir, como mínimo, con uno de los criterios siguientes:

Para ello se recomiendan las técnicas de medición indicadas en el código NACE-TM-0497-1997.

a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada;

b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts, cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras;

Para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar debido a la caída de voltaje originada durante la medición;

c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) en contacto con el electrolito.

Este cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al interrumpir la corriente eléctrica ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura del potencial después del cambio inmediato se debe usar como base de la lectura a partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección durante los cuales se puede realizar dicha medición están en el rango de 0,1 a 3,0 segundos.

3.6 Perfil de potenciales de polarización. Una vez instalado el sistema de protección catódica se debe verificar el nivel de protección a lo largo de la trayectoria de la tubería. Los valores de potencial obtenidos deben cumplir, como mínimo, con alguno de los criterios indicados en el numeral 3.5 de este Apéndice. Con la información anterior se debe elaborar el perfil inicial de potenciales de polarización y, mediante su análisis e interpretación, se deben realizar los ajustes operacionales a que haya lugar en el sistema seleccionado.

Se deben establecer pruebas de rutina para verificar el comportamiento del sistema de protección catódica, tales como medición y registro de la demanda de corriente eléctrica de protección, resistencia del circuito, condiciones operativas de la fuente de corriente eléctrica directa y perfiles de potenciales de polarización. Lo anterior, con la finalidad de identificar fácilmente los valores de subprotección o sobreprotección en el ducto, así como contar con elementos de juicio técnicos para llevar a cabo pruebas y/o estudios adicionales.

El análisis e interpretación de los resultados de las pruebas antes mencionadas se deben efectuar de manera integral para efectos comparativos, con el objeto de determinar la tendencia de los parámetros monitoreados. Esta información se debe integrar en un expediente sobre la funcionalidad del sistema.

3.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible. Este valor se fijará de acuerdo a las características particulares del recubrimiento anticorrosivo existente en la tubería. No debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen problemas colaterales. Como recomendación general, el valor máximo de potencial no deberá exceder de -2,5 volts en condición de encendido con respecto de un electrodo de referencia o, -1,1 volts en la condición de apagado instantáneo; ambos potenciales referidos a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), con el electrolito circundante de la tubería a proteger o protegida catódicamente.

Lo anterior, para reducir los efectos adversos tanto en el recubrimiento dieléctrico como en el ducto debido a una sobreprotección originada por el sistema de protección catódica.

3.8 Mediciones de corriente eléctrica. Durante las etapas de implementación, pruebas de campo, construcción, puesta en operación y seguimiento de la efectividad de los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas, se deben realizar estudios que involucren la medición de variables eléctricas tales como: potencial tubo/suelo (natural y de polarización), resistividad, resistencia y corriente. En esta sección del Apéndice se describen los aspectos generales relacionados con la medición de estos parámetros.

3.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo. Para la protección catódica de tuberías metálicas enterradas y/o sumergidas en un electrolito, es necesario conocer la diferencia de potencial adquirida en la interfase tubo/suelo, con corriente de protección catódica aplicada (potenciales de polarización), para el criterio de -100mv de polarización, descrito en el numeral 3.5 inciso C del Apéndice I de esta norma, tanto en ausencia de corriente eléctrica de protección (potenciales naturales o de corrosión), como en la impresión de corriente eléctrica (potenciales de polarización). Para efectuar la medición de esta diferencia de potencial se requiere utilizar una celda o electrodo de referencia. En el caso de tuberías de acero enterradas o sumergidas enterradas, se debe utilizar la celda de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4).

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) se debe tomar en cuenta el potencial equivalente.

Entre los electrodos de referencia más usados encontramos los potenciales equivalentes siguientes:

- a) KCl saturado (calomel) con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0,78 volts.
- b) Plata/cloruro de plata (Ag/AgCl) con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0,80 volts.

Se debe verificar cuando menos una vez al año el adecuado funcionamiento de los electrodos de referencia.

Los voltímetros utilizados en la medición de la diferencia de potencial tubo/suelo deben tener una alta impedancia de entrada. Se recomiendan impedancias de entrada no menores a 10 Mega Ohms.

Cuando se requiera conocer de manera continua la diferencia de potencial tubo/suelo, se debe utilizar un registrador de potencial {mecánico o electrónico con rango y resistencia de entrada adecuados.

3.8.2 Medición de resistividad. Se deben realizar mediciones de la resistividad del suelo, para ser usadas como apoyo en la implementación del sistema de protección catódica.

La tabla 1 proporciona datos indicativos de los efectos de corrosividad del suelo referidos a la resistividad del mismo.

Tabla 1

Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno

Resistividad del suelo (ohms/cm)	Corrosividad del suelo
0-1.000	Altamente corrosivo
1.000-5.000	Corrosivo
5.000-10.000	Poco corrosivo
10.000-en adelante	Muy poco corrosivo

3.8.3 Medición de corriente eléctrica. Durante las diferentes etapas en la implementación de un sistema de protección catódica para un sistema de tubería se deben efectuar, con la periodicidad indicada en los programas de operación y mantenimiento de la empresa, las mediciones siguientes:

- a) Corriente eléctrica alterna de alimentación al rectificador;
- b) Corriente eléctrica directa en la tubería protegida;
- c) Corriente eléctrica directa de salida del rectificador, y
- d) Corriente eléctrica directa que drena cada ánodo y la que drena la cama anódica.

Para realizar las mediciones de corriente eléctrica directa se deben utilizar los instrumentos de medición calibrados. La medición de corriente eléctrica en sistemas de ánodos galvánicos se debe realizar utilizando un amperímetro de alta ganancia.

3.9 Funcionalidad del sistema. Para que un sistema de protección catódica sea efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos así como en el recubrimiento anticorrosivo.

Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohms/cm, presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo.

3.9.1 Previsiones para el monitoreo. Para determinar la eficacia del sistema de protección catódica, la tubería debe contar con estaciones de registro eléctrico para la medición de potenciales tubo/suelo. Cuando la tubería esté instalada a campo traviesa, dichas estaciones deben instalarse cada kilómetro sobre la franja de seguridad del sistema y en todos los cruzamientos con estructuras metálicas enterradas, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, donde no existan impedimentos físicos. Sin perjuicio de la distancia mínima señalada, todo sistema de transporte debe contar con al menos una estación de registro eléctrico antes y después de cada estación de compresión y de cada estación regulación de presión.

Cuando las estaciones de registro eléctrico de protección catódica no se puedan colocar de acuerdo a lo establecido en el párrafo anterior debido a impedimentos físicos o geográficos, la estación de registro correspondiente se debe instalar en el sitio accesible más cercano. La ubicación real de estos sitios se debe documentar y guardar en archivo para futuras referencias.

Cuando la tubería esté instalada en zonas urbanas, las estaciones de registro eléctrico se pueden instalar en banquetas, registros de válvulas o acometidas, en caso de ser posible.

Las estaciones deben contar con puntas de prueba, a efecto que faciliten la medición de la corriente eléctrica del sistema de protección catódica en cada uno de los puntos donde se aplique el sistema de protección seleccionado, previendo las conexiones para la medición de la corriente eléctrica drenada por cada ánodo y la total de la cama anódica. Las mediciones se realizarán como mínimo una vez al año.

3.9.2 Interferencias con otros sistemas. Cuando se vaya a instalar un sistema de protección catódica de una tubería nueva se debe notificar a todas las compañías que tengan estructuras metálicas enterradas y/o sumergidas cerca del área en donde se vaya a alojar la tubería por proteger, con la finalidad de predecir cualquier problema de interferencia. La notificación debe contener, como mínimo, la información siguiente:

- a) La trayectoria que sigue el tendido de la tubería;
- b) La indicación de rutas de las tuberías a proteger y de cualquier estructura que se vaya a unir a la tubería para reducir alguna interferencia;
- c) El tipo de protección catódica a utilizar; definiendo si es de ánodos galvánicos o corriente impresa;
- d) La posición de la cama o ánodos;
- e) Las corrientes eléctricas esperadas, y
- f) La fecha de puesta en operación del sistema.

El personal encargado de la protección catódica debe estar en disponibilidad de detectar indicios de interferencia con una fuente generadora de corriente eléctrica vecina. En áreas donde se sospeche la presencia de corrientes eléctricas parásitas se deben efectuar los estudios correspondientes, dentro de los que se encuentran:

- a) La medición de potencial tubo/suelo;
- b) La medición del flujo de corriente eléctrica en la tubería interferida, y
- c) La medición de las variaciones en la corriente eléctrica de salida de la corriente eléctrica de interferencia.

Los indicios más comunes de interferencia con una fuente vecina son:

- a) Cambios de potencial tubo/suelo;
- b) Cambios de magnitud o dirección de la corriente eléctrica;
- c) Defectos en el recubrimiento, y
- d) Daños locales por corrosión en el ducto.

Para mitigar los efectos mutuos entre las líneas de transmisión eléctrica y las tuberías de acero enterradas, la separación entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de la línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.

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

Se deben realizar estudios para evaluar los efectos que pudieran causar las descargas eléctricas de alto voltaje, corrientes eléctricas inducidas, cruces y paralelismo con torres de transmisión eléctrica y otras estructuras. Se deben realizar estudios y las correcciones necesarias para resolver los problemas de interferencia eléctrica.

3.9.3 Cruzamientos. Se debe conocer la efectividad del funcionamiento del sistema de protección catódica en los puntos de cruzamiento como son: calles, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, debido a que en estos lugares, si tienen camisa metálica, se pueden propiciar aterrizamientos que provocarían una reducción en la efectividad del sistema de protección catódica.

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

3.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo. Debido a que el recubrimiento anticorrosivo de la tubería está expuesto a daños y deterioros por factores tales como: absorción de humedad, esfuerzos del terreno y desprendimiento catódico, se deben realizar investigaciones enfocadas a identificar, cuantificar y valorar los defectos del Sistema de recubrimiento anticorrosivo y sus efectos en la demanda de corriente eléctrica del sistema de protección catódica seleccionado, estableciendo la conveniencia de repararlos y/o administrar la protección catódica en esas áreas desnudas de la tubería.

Cualquier tramo de la tubería que quede desnudo o expuesto al medio ambiente debe ser examinado en búsqueda de evidencias de corrosión externa y, dependiendo del estado del Sistema de recubrimiento anticorrosivo, se deben tomar las acciones correctivas mencionadas en el inciso 3.2.2 b) que garanticen la integridad del Ducto.

Cuando se detecten daños en el Sistema de recubrimiento anticorrosivo que sean de una magnitud que justifique su reposición, se deben aplicar recubrimientos anticorrosivos compatibles con el existente y con el Sistema de protección catódica conforme a lo indicado en la Disposición 3.1 de este Apéndice.

3.10 Operación, inspección y mantenimiento. Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tuberías enterrados y/o sumergidos, la entidad encargada del Sistema de protección catódica debe establecer, instrumentar y cumplir con los programas de inspección y mantenimiento periódico de los elementos que conforman los sistemas de protección catódica, evidenciando dichas acciones mediante los registros respectivos.

3.10.1 Fuentes de energía eléctrica. Cuando el sistema de protección es a base de corriente impresa con rectificador, las fuentes de energía eléctrica se deben inspeccionar cuando menos seis veces cada año calendario a intervalos que no excedan de dos meses y medio. Para tal efecto, se deben llevar registros de las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente eléctrica de salida. En caso de que una fuente de corriente eléctrica falle, se deben realizar las medidas correctivas necesarias en conformidad con los códigos, reglamentos, normas y leyes aplicables.

La frecuencia de revisión de los sistemas automáticos de protección catódica, los sistemas fotovoltaicos, turbo generadores y los supervisados a control remoto, se deberá realizar cuando menos una vez al año.

En caso de ocurrir cambios positivos de potencial se debe tomar acción inmediata, particularmente en los puntos de impresión de corriente eléctrica, ya que esto pudiera indicar una polaridad invertida en la fuente externa de corriente eléctrica directa.

3.10.2 Camas anódicas. Los dispositivos anódicos, por lo general, son instalados en forma permanente y no requieren de mantenimiento. Estos dispositivos deben ser revisados y reemplazados cuando se presente una falla o concluya la vida útil. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si la cama anódica está funcionando correctamente. Cuando se requiera, los ánodos de la cama anódica se deben humectar con la adición de agua limpia.

3.10.3 Conexiones eléctricas. Todas las conexiones eléctricas e interruptores de corriente eléctrica se deben revisar como mínimo una vez al año y, en caso de existir alguna anomalía, se debe eliminar o corregir.

3.10.4 Aislamientos eléctricos. Los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben verificar cuando menos una vez al año y reemplazar en caso de falla.

3.10.5 Recubrimientos. Se deben realizar inspecciones cuando menos cada seis meses del recubrimiento dieléctrico en todos los tramos de las tuberías que se encuentren en la superficie y en áreas expuestas. Cuando el recubrimiento se encuentre deteriorado se debe reemplazar o reparar.

3.10.6 Levantamiento de potenciales. Se deben efectuar mediciones de potenciales tubo/suelo a lo largo de la trayectoria de la tubería, a intervalos máximos de seis meses para zonas a campo traviesa y cada tres meses en zonas urbanas. Esta periodicidad puede ser modificada para condiciones particulares del sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y que se requiera evaluar la efectividad de las medidas correctivas mencionadas en el inciso 3.2.2 b) aplicadas o en caso que se presente algún fenómeno de interacción eléctrica con sistemas ajenos al seleccionado.

3.10.7 Evaluación del sistema. De manera paralela a las actividades de medición de potenciales, debe evaluarse la efectividad del sistema de protección catódica mediante el análisis de las lecturas obtenidas, a fin de detectar anomalías o fallas que requieran alguna inspección adicional, mantenimiento preventivo o mantenimiento correctivo, a efecto de mantener la continuidad del sistema de protección catódica en el sistema de transporte dentro de los límites señalados en esta Norma.

3.11 Seguridad. Esta sección indica aspectos mínimos de seguridad que se deben considerar en los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas.

Los sistemas de protección catódica durante sus distintas etapas involucran el uso de equipo energizado, dispositivos de aislamiento eléctrico, puentes eléctricos y mediciones de parámetros eléctricos, los cuales pueden provocar daños al personal operativo por descargas eléctricas. Por ello estos trabajos se deben ejecutar por personal calificado y con experiencia en materia de obras e instalaciones eléctricas y de acuerdo a lo que establecen los reglamentos, códigos, normas y leyes aplicables.

El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección personal apropiados para el manejo de equipo energizado.

El encargado del sistema de protección catódica deberá dar por escrito las instrucciones de trabajo al personal que realice los trabajos referentes a la protección catódica en donde se indiquen las labores encomendadas, los implementos y equipos de seguridad aplicables así como el equipo y herramientas idóneas para el desempeño de las funciones.

Cuando se requiera realizar una revisión o reparación en el sistema de protección catódica que involucre un riesgo, el encargado de la protección catódica debe expedir la autorización para la realización del trabajo respectivo, una vez que se cumplan las condiciones requeridas de seguridad para realizar el trabajo sin riesgo alguno.

3.11.1 Medidas generales. Las medidas de seguridad aplicables al equipo, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica deben considerar que se tiene la posibilidad de descargas eléctricas, cortocircuito, producción de chispas debidas a arcos eléctricos que puedan originar riesgos de incendio, toxicidad debida a la generación de cloro en camas anódicas, voltajes y corrientes eléctricas inducidas por líneas de transmisión eléctrica o sistemas de tierra localizados en las proximidades de los ductos protegidos catódicamente, así como a condiciones meteorológicas, por lo que se deberán tomar las medidas de seguridad siguientes:

a) Cuando se instalen dispositivos de aislamiento eléctrico en áreas donde se anticipe una atmósfera combustible, se debe evitar la formación de arco eléctrico conectando a tierra las instalaciones;

b) Los rectificadores utilizados en los sistemas de protección catódica deben ser de doble devanado y conectados a tierra;

c) Las terminales energizadas deben estar aisladas para prevenir un contacto accidental por parte del personal operativo, y

d) Para reducir el riesgo de daño a las personas por el gradiente de voltaje en la superficie del suelo circundante de las camas anódicas, se deben tomar las precauciones siguientes:

1. Enterrar, a 90 centímetros como mínimo, los ánodos y el material de relleno que constituyen la cama anódica, y

2. Aislar totalmente y proteger de daños mecánicos los cables eléctricos de interconexión.

Cuando exista la posibilidad de que se desarrollen voltajes inducidos que pudieran causar un arco eléctrico en las juntas de aislamiento, se deben utilizar celdas electrolíticas de puesta a tierra, celdas de polarización u otros dispositivos adecuados para canalizar la energía a tierra.

3.11.2 Generación de gases peligrosos. En sistemas de protección catódica en los que se instalen ánodos en pozo profundo se deben incluir venteos para evitar la acumulación de gases de hidrógeno y cloro producto del desprendimiento, debido a que pueden ser una condición de riesgo de explosión o intoxicación.

3.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas. La naturaleza eléctrica de los sistemas de protección catódica representa el riesgo de una fuente de ignición en atmósferas peligrosas (combustibles y/o explosivos), por lo que su instalación en esas áreas debe satisfacer la clasificación eléctrica de áreas conforme a la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas (utilización) o su equivalente.

3.11.4 Corto circuitos en instalaciones eléctricas. El cortocircuito de juntas aislantes constituye un riesgo potencial, por lo que, en caso de ser posible, dichas juntas se deben instalar fuera de áreas peligrosas. Cuando no sea posible, se deben adoptar medidas para evitar chispas o arcos eléctricos, como:

a) Conexiones de resistencia colocadas en gabinetes a prueba de fuego;

b) Arrestador de flama encapsulado;

c) Electrodo de zinc conectados a tierra en cada lado de la junta aislante, o

d) Una celda de polarización conectada a través de la junta aislante o a tierra.

Las superficies de la junta aislante deben estar encapsuladas para prevenir corto circuitos causados por herramientas.

3.11.4.1 Desconexión, separación o ruptura de la tubería protegida. La tubería protegida catódicamente tiene una corriente eléctrica fluyendo a través de ella, cualquier desconexión, separación o ruptura de la tubería interrumpe el flujo de corriente eléctrica, lo que puede provocar la generación de un arco eléctrico dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica.

El transformador-rectificador que protege una sección de la tubería en la que se realizará una modificación, mantenimiento o reparación debe ser puesto fuera de servicio y se debe instalar una conexión temporal. Es esencial que la conexión esté puenteada a cada uno de los lados de la separación y que permanezca conectada hasta que se termine el trabajo y la continuidad eléctrica sea restaurada o hasta que el área quede libre de gas y sin riesgo.

3.11.4.2 Equipo eléctrico. El equipo eléctrico instalado en un área de proceso debe ser a prueba de fuego y estar certificado para su uso en el área, con base en la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas (utilización) o su equivalente. En el área de proceso se deben utilizar interruptores de doble polo para asegurar que ambos polos estén aislados durante el mantenimiento. Cada cable que transporte corriente eléctrica de protección catódica se debe instalar de manera que no se pueda realizar la desconexión dentro del área de riesgo sin suspender la energía al sistema de protección catódica. Los cables deben estar protegidos mecánicamente para prevenir su ruptura.

3.11.4.3 Instrumentos de prueba. Cuando se efectúen mediciones eléctricas para el control de la protección catódica en atmósferas peligrosas, el equipo utilizado debe ser intrínsecamente seguro y, antes de realizar los trabajos, el área debe ser evaluada y declarada libre de una atmósfera peligrosa.

3.11.5 Señalización de instalaciones energizadas. En los lugares donde se instalen fuentes de corriente eléctrica para la protección catódica se deben colocar señalamientos de advertencia visibles de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas (utilización) o su equivalente.

3.12 Documentación

3.12.1 Historial del sistema de protección catódica. La entidad, órgano o empresa responsable del sistema de protección catódica debe contar con la documentación que respalde todas las acciones realizadas desde la implementación, operación y mantenimiento del sistema. Esta documentación debe estar bajo resguardo y disponible para la autoridad competente que la requiera. La información debe contener como mínimo lo siguiente:

a) Implementación:

- Objetivo del sistema de protección catódica;
- Especificaciones del recubrimiento dieléctrico así como de su instalación;
- Ubicación y especificaciones de dispositivos de aislamiento eléctrico;
- Pruebas previas a la implementación:

1) Localización de la tubería (plano, referencias geográficas, accesos, etc.);

2) Estudios de resistividades del suelo;

3) Resultados de pruebas de requerimiento de corriente eléctrica, ubicación y características de camas anódicas provisionales, condiciones de operación de la fuente de corriente eléctrica directa provisional, resistencia del circuito, perfil de potenciales naturales y de polarización, potencial máximo en el punto de impresión de corriente, y

4) Ubicación de estructuras metálicas ajenas a la tubería a proteger;

- Memoria técnica del sistema de protección catódica (tiempo de vida, criterios, ubicación de camas anódicas, número, dimensiones y tipo de los ánodos utilizados, densidad de corriente eléctrica, resistencia total de circuito, por ciento de área desnuda a proteger, especificación de materiales y equipo, cálculos, recomendaciones, prácticas de ingeniería, normas, códigos, reglamentos y regulaciones observadas durante la implementación);
- Resultados de pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos ajenos al sistema de protección catódica (líneas de alta tensión, sistemas de tierras, estructuras metálicas vecinas protegidas o no catódicamente y dependencias involucradas);

b) Instalación:

- Planos y diagramas del sistema de protección catódica tal y como fue instalado. (Arreglos constructivos de la cama anódica, de la fuente externa de corriente eléctrica directa, conexiones eléctricas cable-ducto, ducto-estación de registro de potencial y puentes eléctricos entre ductos);
- Permisos internos y externos;

- Afectaciones a otras estructuras y/o sistemas de protección catódica a terceros;
- Modificaciones constructivas, adecuaciones, y
- Resultados de las pruebas durante la puesta en operación del sistema de protección catódica y ajustes de campo.

En el caso de tuberías existentes se debe presentar la información que asegure que el ducto se encuentra protegido catódicamente y que no presenta interacción con otros sistemas eléctricos adyacentes a su trayectoria. Asimismo, se debe establecer un método permanente para completar la información documental requerida para ductos nuevos.

3.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias. Es esencial que durante la planeación, instalación, prueba, puesta en marcha y operación de un sistema de protección catódica se notifiquen dichas acciones a las entidades que tengan a su cargo sistemas de tubería de acero enterradas, cables u otras estructuras (ductos de agua, cableado telefónico, líneas de fibra óptica y líneas de alta tensión), próximas a la instalación. Dicha notificación se debe realizar con una anticipación mínima de un mes y por escrito.

Lo anterior, con el propósito de asegurar que el sistema sea instalado de tal manera que la interacción de la protección catódica con sistemas y estructuras vecinas sea mínima.

3.13 Registros. Los registros de control de la corrosión deben documentar en forma clara, concisa y metódica la información relacionada a la operación, mantenimiento y efectividad del sistema de protección catódica.

3.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica. Se debe registrar la fecha de puesta en servicio del sistema de protección catódica, los levantamientos de potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen interferencias y asegurar que los aislamientos, recubrimientos y encamisados se encuentran funcionando satisfactoriamente.

Los registros del sistema de protección catódica se deben conservar durante el tiempo que las instalaciones permanezcan en servicio.

3.13.2 Modificaciones al sistema original. Todas las modificaciones que se efectúen al sistema de protección catódica original deben registrarse anotando la fecha y modificación realizada, de manera que forme parte de la documentación conforme con lo indicado en los numerales 3.13 y 3.13.1 de este Apéndice, anexando memorias y planos de ingeniería en caso de rehabilitaciones mayores como cambio de capacidad del rectificador y cambio de ubicación de la cama anódica, entre otras.

3.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica. Se deben registrar las reparaciones o reemplazos cuando las inspecciones y pruebas periódicas realizadas indiquen que la protección no es efectiva. Dichas pruebas pueden ser, entre otras:

- a) Reparación, reemplazo o ajuste de componentes del sistema de protección catódica;
- b) Aplicación del recubrimiento en las áreas desnudas;
- c) Interferencia de cualquier estructura metálica en contacto con la tubería y su localización;
- d) Reposición de los dispositivos de aislamiento dañados;
- e) Acciones para corregir corto circuitos en tuberías encamisadas, y
- f) Pruebas de interferencia con estructuras cercanas.

3.13.4 Estudios especiales. Se deben registrar todos los resultados obtenidos de investigaciones especiales como son, entre otros: estudios de levantamiento de potenciales a intervalos cortos, inspección del recubrimiento dieléctrico mediante gradiente de voltaje de corriente eléctrica directa, así como cualquier otra investigación referente a la efectividad del sistema de protección catódica. Esta información debe formar parte del historial de la protección catódica del ducto.

APENDICE II**MONITOREO, DETECCION Y CLASIFICACION DE FUGAS DE GAS****INDICE**

1. Objetivo
2. Definiciones
3. Detección de fugas
4. Instrumentos para detección de fugas
5. Clasificación de fugas y criterios de acción
6. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

1. Objetivo

En este Apéndice se establecen los requisitos mínimos para el monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas en ductos, que deben cumplir los sistemas de transporte por medio de ductos que operen en la República Mexicana.

2. Definiciones

Para efectos de aplicación de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Acción inmediata: El envío sin retraso de personal calificado para evaluar y, en su caso, abatir el riesgo existente o probable derivado de una fuga de gas.

2.2 Espacio confinado: Cualquier estructura o espacio cerrado tal como registros de válvulas, túneles, cárcamos o registros de drenaje en la cual se puede acumular el gas.

2.3 Fuga de gas: Cualquier emisión de gas proveniente de un ducto, debido a fractura, ruptura, soldadura defectuosa, corrosión, sellado imperfecto o mal funcionamiento de accesorios y dispositivos utilizados en éste.

2.4 Indicador de gas combustible: El instrumento capaz de detectar y medir la concentración de una mezcla de gas combustible en el aire.

2.5 Lectura: La indicación repetible en un instrumento de medición analógico o digital.

2.6 Monitoreo de fugas: El conjunto de actividades que se realizan periódicamente para determinar la presencia de gas en la periferia de ductos, equipos y/o accesorios de los sistemas de transporte y distribución de gas por ductos.

2.7 Perforación de barra, pozo de muestreo o sondeo: La perforación de un diámetro no mayor a 5 centímetros que se hace en el suelo cercano a una instalación subterránea, específicamente para verificar la existencia de gas debajo de la superficie del suelo con un indicador de gas combustible.

2.8 Subestructura asociada con el gas: El dispositivo o estructura subterránea utilizado en una instalación de gas para alojar accesorios o equipos, tales como registros con válvulas, estaciones de medición y regulación, cajas de pruebas y tubos encamisados con ventilación, que no tiene como propósito almacenar, transportar o distribuir gas.

2.9 Subestructura no asociada con el gas: Las estructuras no relacionadas con el transporte o la distribución de gas, que se localizan debajo de la superficie del suelo, tales como registros y ductos de instalaciones eléctricas, telefónicas, de señales de tráfico, de agua y drenaje, a las cuales puede migrar y/o acumularse el gas y que no tienen como propósito alojar personas.

3. Detección de fugas

Para la aplicación de este Apéndice se establecen los valores de concentración de gas en porcentaje/volumen para los límites de explosividad de mezcla de gas con aire, en la tabla siguiente:

Tabla 1.- Límites de explosividad en porcentaje/volumen de concentración de gas en aire

Límite de explosividad	Gas
Límite Inferior de Explosividad (LIE)	5 %
Límite Superior de Explosividad (LSE)	15 %

3.1 Atención a reportes de fugas. El permisionario o transportista debe investigar en forma inmediata cualquier notificación o aviso de terceros en el que se reporte olor a gas, fuga, incendio o explosión que pueda involucrar a tuberías de gas u otras instalaciones. Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe clasificar inmediatamente de acuerdo con el numeral 5.1 y tomar la acción correspondiente de acuerdo con las tablas 2, 3 y 4 de este Apéndice.

3.1.1 Olores o indicaciones de otros combustibles. Cuando existan indicaciones de fuga de combustibles derivados del petróleo originados en otras instalaciones, se deben tomar las acciones siguientes para proteger la integridad física de las personas y de sus propiedades:

a) Informar de inmediato al operador de la instalación y, si es necesario, a los bomberos, policía y protección civil, y

b) Cuando la tubería del permisionario o transportista esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de gas, debe tomar de inmediato las acciones necesarias de acuerdo con la tabla 2 de este Apéndice.

3.2 Recursos necesarios para efectuar la inspección. El permisionario o transportista, para realizar la inspección de sus instalaciones, debe disponer de los recursos siguientes:

3.2.1 Recursos humanos. Debe contar con personal suficiente, que reúna la calificación y experiencia requeridas para aplicar el método de inspección que se utilice.

3.2.2 Recursos materiales. Para la inspección de fugas en un sistema de ductos, se debe disponer de los recursos materiales siguientes:

a) Planos vigentes de la red de distribución o línea de transporte con escala y grado de detalle adecuados;

b) Equipos de detección de fugas adecuados para obtener información necesaria para la localización y cuantificación de fugas de acuerdo con las características de sus instalaciones y los métodos de inspección que se apliquen, y

c) Equipo de transporte adecuado para la atención de fugas.

3.3 Métodos de detección de fugas. El permisionario o transportista puede aplicar para la detección de fugas en sus instalaciones, individualmente o combinados, los métodos siguientes:

a) Con indicadores de gas combustible;

i. Sobre la superficie del suelo

ii. Debajo de la superficie del suelo

b) Inspección visual de la vegetación;

c) Caída de presión;

d) Burbujeo;

e) Ultrasonido;

f) Fibra óptica;

g) Termografía infrarroja terrestre o aérea, y

h) Perros adiestrados.

El permisionario o transportista puede emplear otros métodos siempre y cuando se apliquen de acuerdo con los procedimientos escritos que prueben que dichos métodos son tan eficaces como los de la lista anterior. La aplicación del método adecuado es responsabilidad del permisionario o transportista, quien debe determinar si existe fuga y en caso de que exista, ésta se debe detectar, localizar, clasificar y controlar inmediatamente.

3.3.1 Detección con indicadores de gas combustible. El equipo para realizar esta inspección puede ser portátil o móvil. El indicador debe ser del tipo y sensibilidad adecuados, para el método de detección de gas que se aplique en la instalación inspeccionada, de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

3.3.1.1 Detección sobre la superficie del suelo. Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación. Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.

a) Para instalaciones subterráneas, se deben tomar muestras de la atmósfera a no más de cinco centímetros de la superficie del suelo, cuando sea posible, y en todas aquellas irregularidades del terreno que faciliten que el gas aflore. En áreas donde la tubería está debajo de piso terminado, entre otras: banquetas y calles pavimentadas, se deben tomar muestras del aire cercano a discontinuidades e irregularidades del piso, tales como: aberturas, ranuras, rupturas y grietas que faciliten que el gas aflore. Asimismo, se debe analizar el aire dentro de recintos cerrados alojados en aberturas del piso debajo de su nivel, cercanos a la tubería, por ejemplo, pozos de visita, registros de drenaje, de instalaciones eléctricas, telefónicas y otros servicios.

b) El muestreo de la atmósfera superficial con indicador de gas se debe realizar a la velocidad y en condiciones atmosféricas adecuadas para que dicho muestreo sea correcto. La operación del indicador de gas debe realizarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Se deben analizar muestras en los lugares especificados en el numeral anterior.

3.3.1.2 Detección debajo de la superficie del suelo. El muestreo de la atmósfera debajo del piso se debe realizar en aberturas existentes y/o sondeos arriba y/o adyacentes a la tubería. Los pozos de muestreo se deben perforar lo más cerca posible a la tubería y lateralmente a no más de 5 metros del eje de la misma. A lo largo de la tubería los puntos de prueba se deben localizar a no más del doble de la distancia entre la tubería y la pared de edificio más cercana o 10 metros, la que sea más corta, pero en ningún caso el espaciamiento debe ser menor a 3 metros. El patrón del muestreo debe incluir puntos de prueba adyacentes a las conexiones de las líneas de servicio, acometidas a los edificios, cruzamientos de calles y conexiones de ramales. El numeral 3.3.9 describe el procedimiento para localizar fugas por perforación de barra.

3.3.2 Detección por inspección visual de la vegetación. Este método tiene por objeto detectar indicaciones anormales o inusuales en la vegetación que puedan haber sido causadas por la migración de gas. Dichas indicaciones de fugas de gas deben confirmarse usando un indicador de gas combustible. La inspección debe ser realizada por personal experto que tenga una buena visión del área que está inspeccionando y sus alrededores. Para determinar la velocidad de recorrido se debe considerar lo siguiente:

a) Trazo del sistema de transporte;

b) Cantidad y tipo de vegetación, y

c) Condiciones de visibilidad tales como: alumbrado, reflejo de luz, distorsiones u obstrucciones del terreno.

3.3.2.1 El método de inspección visual del estado de la vegetación sólo se puede aplicar en áreas en donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, cuando la vegetación está inactiva, o cuando está en periodo de crecimiento acelerado, como en el comienzo de la primavera.

3.3.3 Detección por caída de presión. Este método se aplica para determinar si una sección aislada de la instalación de gas pierde presión por fugas. La sección seleccionada debe tener solamente una presión de operación y dicha sección debe aislarse antes de efectuar la prueba de caída de presión. Para determinar los parámetros de la prueba de caída de presión, se deben tomar en cuenta los criterios siguientes:

a) Presión de prueba. Si la prueba se realiza únicamente con el propósito de detectar fugas en la sección aislada, se debe hacer cuando menos a la presión de operación.

b) Medio de prueba. El medio debe ser compatible con los materiales de la tubería, debe estar libre de materiales sedimentarios y no debe dejar residuos que puedan dañar la instalación. El medio para realizar la prueba no debe ser inflamable, puede ser agua, aire o gas inerte, y

c) Duración de la prueba. El tiempo de la prueba debe ser suficiente para detectar la caída de presión debida a fugas. Para determinar el tiempo necesario para realizar la prueba se deben considerar los factores siguientes:

- i. El tiempo y volumen requerido para que el medio de prueba alcance la presión de prueba;
- ii. El tiempo necesario para que el medio de prueba estabilice su temperatura, y
- iii. La sensibilidad del instrumento de prueba.

3.3.3.1 El método de caída de presión no localiza las fugas, por lo que se requiere una evaluación posterior con otro procedimiento que permita localizar las fugas para evaluarlas y clasificarlas.

3.3.4 Detección por burbujeo. Este método consiste en cubrir totalmente la tubería con una solución tensoactiva que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa, para señalar las fugas sobre la superficie expuesta de la instalación. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.

3.3.5 Detección por ultrasonido. Este método consiste en la instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar la ocurrencia de una fuga en tiempo real, por la energía ultrasónica que se genera desde el momento en que ocurre. Las ondas viajan en todas direcciones del sitio de la fuga, lo que permite detectarlas a grandes distancias. Este método se puede acoplar a un sistema de geoposicionamiento.

3.3.5.1 Para probar una instalación de gas por ultrasonido se debe tomar en consideración lo siguiente:

a) Presión en la tubería. Dado que al incrementarse la presión en la tubería, la magnitud de la energía ultrasónica generada por la fuga aumenta, los sensores deben ser adecuados para la presión de trabajo de la instalación;

b) Localización de la instalación. Los objetos alrededor de la instalación bajo prueba pueden reflejar o atenuar la energía ultrasónica generada dificultando la detección de la fuga;

c) Cantidad de fugas. La capacidad de detección de este método se reduce conforme se incrementa el número de fugas en un área determinada, ya que pueden producir un nivel alto de ruido ultrasónico debido al aumento de la energía ultrasónica liberada por cada fuga, y

d) Tipo de instalación. Los equipos neumáticos y los operados con gas, entre otros: compresores, motores y turbinas, generan energía ultrasónica. Se debe conocer la localización, cantidad y características de dichos equipos cerca de la instalación para determinar si el ruido ultrasónico que producen puede causar interferencia al equipo de detección de fallas. El área de prueba se debe recorrer para verificar la posible presencia de interferencias.

3.3.5.2 El permisionario o transportista debe confirmar los resultados obtenidos por ultrasonido aplicando los métodos adecuados para detectar fugas en sus instalaciones.

3.3.6 Detección por fibra óptica. Este método consiste en la instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones. Se usa para detectar y monitorear fugas de gas en tiempo real.

3.3.7 Detección por termografía infrarroja terrestre o aérea. Este método se usa en tuberías superficiales y subterráneas. Mide la energía térmica del gas mediante un espectrómetro de banda infrarroja como elemento primario de detección. El instrumento puede acoplarse a un sistema de geoposicionamiento para ubicar las fugas.

3.3.8 Detección por medio de perros adiestrados. La raza labrador es la más comúnmente usada ya que puede detectar el odorizante adicionado en la corriente del fluido. El perro localiza y rastrea el olor que sale por la fuga hasta el punto de máxima concentración.

3.3.9 Localización de fugas por perforación de barra. Este procedimiento se aplica para localizar el lugar preciso de fuga en instalaciones subterráneas y tiene por objeto minimizar la excavación para disminuir costos y evitar pérdida de tiempo en la localización y reparación de fugas. El permisionario o transportista es responsable de aplicar el procedimiento adecuado para localizar fugas por sondeos en sus instalaciones. Para fines informativos se presenta a continuación una descripción general de este procedimiento.

a) Se debe delimitar la zona de migración del gas realizando un muestreo de la atmósfera superficial con indicadores de gas combustible. Normalmente la fuga se localiza en esta área;

b) Se deben identificar todas las tuberías de gas dentro del área delimitada y localizar las válvulas, conexiones y accesorios, porque son los lugares con mayor probabilidad de fuga. Se debe poner especial cuidado para no dañar otras instalaciones subterráneas que estén dentro del área delimitada, durante la excavación y perforación para localizar fugas;

c) Se deben buscar en el área delimitada evidencias de construcción recientes que pudieran haber dañado la tubería de gas provocando la fuga. Se debe tomar en cuenta que el gas también puede migrar y ventilarse a lo largo de algunas zanjas de otros servicios subterráneos;

d) Se deben hacer perforaciones equidistantes sobre la línea de gas que se sospeche tiene fuga. Todos los pozos de muestreo deben tener igual profundidad y diámetro. Las muestras de gas deben tomarse a la misma profundidad y donde sea necesario los sondeos deben bajar hasta la profundidad del tubo para obtener lecturas consistentes y útiles. Para localizar la fuga de gas se identifican los sondeos con las lecturas más altas;

e) En caso de encontrar lecturas altas en varias perforaciones adyacentes se requiere de procedimientos adicionales para determinar cuál es la lectura más cercana al probable punto de fuga. Las lecturas de algunos sondeos disminuirán con el tiempo, pero es conveniente acelerar este proceso extrayendo el exceso de gas de las perforaciones. Cuando se recupere el gas que está migrando dentro de las perforaciones se toman nuevas lecturas para determinar la perforación más cercana a la fuga. Este procedimiento se debe aplicar con precaución para evitar la distorsión del patrón de venteo;

f) Una vez identificado el lugar aproximado de la fuga, se deben hacer pozos de muestreo adicionales más profundos para determinar el lugar probable de la fuga con mayor exactitud;

g) Para determinar cuál de las perforaciones tiene el mayor flujo de gas se pueden hacer lecturas adicionales en la parte superior de ellas o usar un manómetro o solución tensoactiva que forme burbujas. Asimismo, pueden ser útiles otras indicaciones en los pozos, tales como: las partículas de polvo sopladas, el sonido o sentir en la piel el flujo del gas. En ocasiones es posible distinguir la difracción de la luz solar cuando el gas se ventea a la atmósfera;

h) Cuando el gas se localiza dentro de algún conducto subterráneo ajeno a las tuberías de gas, se deben tomar muestras en todas las aberturas que se tengan disponibles en dicho conducto para delimitar la localización de la fuga de gas;

i) Cuando se logran lecturas estables del indicador de gas se determina el patrón de venteo. El sondeo con la lectura más alta normalmente será el punto exacto de la fuga, y

j) Una vez descubierta, se puede usar cualquier procedimiento para localizar la fuga en la tubería, como el burbujeo para fugas pequeñas.

Medidas precautorias

En ocasiones, algunas situaciones especiales pueden complicar las técnicas de localización de fugas por sondeos. Estas situaciones no son comunes pero son factibles, entre otras, se citan las siguientes:

a) Puede ocurrir una fuga múltiple que ocasione información confusa. Para eliminar esta posibilidad el área afectada debe revisarse después de reparada la fuga;

b) El gas se puede acumular en alguna cavidad y dar una indicación elevada hasta que dicha cavidad es venteada;

c) Otros gases, tales como los que se forman por material orgánico en descomposición se pueden encontrar ocasionalmente, esto es característico cuando se encuentran lecturas constantes de entre 15 y 30% (treinta por ciento) de concentración gas en aire; y

d) La indicación del gas en drenajes se debe considerar como gas de una fuga migrando al drenaje, hasta que sea descartado por otros medios o por análisis.

4. Instrumentos para detección de fugas

El permisionario o transportista es responsable de utilizar los instrumentos indicadores de gas combustible adecuados para los métodos de detección de fugas que aplique en sus instalaciones, con el objeto de obtener información veraz, confiable y completa sobre las fugas de gas.

4.1 Mantenimiento de indicadores de gas combustible. El mantenimiento de estos instrumentos se debe efectuar de acuerdo con las instrucciones del fabricante y, entre otras acciones, se deben cumplir las siguientes:

- a) Cada instrumento utilizado para detectar y evaluar fugas de gas se debe operar de acuerdo con los instructivos del fabricante;
- b) Revisar periódicamente los instrumentos cuando están en uso para asegurar que el suministro de energía eléctrica para su funcionamiento es adecuado;
- c) Probar los instrumentos antes de usarse para asegurar que el sistema de muestreo esté libre de fugas y que los filtros no obstruyan el flujo de la muestra, y
- d) Los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno se deben probar cada vez que se encienden y durante la inspección.

4.2 Calibración de indicadores de gas combustible. Para la calibración de estos instrumentos se deben cumplir, entre otras, las recomendaciones siguientes:

- a) Cada equipo utilizado para la detección y evaluación de fugas se debe calibrar de acuerdo con los instructivos del fabricante después de cualquier reparación o remplazo de partes;
- b) De conformidad con un programa regular en el que se considere el tipo del instrumento y su uso, los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno y los indicadores de gas combustible, se deben calibrar al menos una vez al mes cuando están en uso, y
- c) Se deben calibrar, cuando se sospeche que la calibración del instrumento ha cambiado.

5. Clasificación de fugas y criterios de acción

En este capítulo se establece el procedimiento por medio del cual las fugas son clasificadas y controladas. Cuando se detecta una fuga, el primer paso debe ser la delimitación del área afectada por la fuga; si el perímetro se extiende hacia un edificio, la inspección se debe continuar dentro del mismo. Cuando se confirma la fuga, se debe atender inmediatamente para localizarla, evaluarla y clasificarla de acuerdo con el numeral 5.1 de este Apéndice.

5.1 Clasificación de las fugas. Basados en la evaluación realizada de la localización y magnitud de la fuga, ésta se debe clasificar con objeto de establecer la prioridad de su reparación. La clasificación es la siguiente:

5.1.1 Grado 1. Son aquellas fugas que representan un peligro inminente para las personas o propiedades, por lo que, cuando se detectan deben ser reparadas inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Se considera peligrosa toda situación en la que haya probabilidad de asfixia, incendio o explosión en el área afectada por la fuga.

5.1.2 Grado 2. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan, pero representan un riesgo probable para el futuro, por lo que se requiere programar su reparación para prevenir que se vuelvan peligrosas.

5.1.3 Grado 3. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan y tampoco representan un riesgo probable para el futuro, por lo que, sólo es necesario reevaluarlas periódicamente hasta que sean reparadas para asegurarse que no cambien de clase.

5.2 Criterios para clasificar fugas y determinar acciones. Los lineamientos para clasificar y controlar fugas se describen en las tablas 2, 3 y 4 siguientes. Los ejemplos de condiciones de fuga que se presentan en dichas tablas son enunciativas mas no limitativas. El criterio y experiencia del personal operativo en el sitio donde ocurre la fuga es de suma importancia en la determinación del grado que se le asigne a la fuga y los criterios de acción indicados en dichas tablas.

5.3 Inspección subsecuente. Todas las reparaciones de fugas se deben probar, en su caso, antes de que la instalación entre en operación, para confirmar que no persiste la fuga de gas. En tuberías subterráneas, esta prueba se debe hacer antes de taparlas con tierra. Cuando entre en operación la instalación, se debe inspeccionar el área afectada por la fuga con un indicador de gas combustible. Donde haya gas residual después de la reparación de una fuga de grado 1, se debe permitir la ventilación y estabilización de la atmósfera del suelo para realizar una inspección subsecuente en un plazo que no debe exceder de un mes posterior a la reparación. En el caso de reparaciones de fugas de grado 2 o 3, el permisionario o transportista determinará si es necesario efectuar una inspección subsecuente.

5.4 Cuando se reevalúa una fuga de acuerdo con los criterios de acción de las tablas 3 y 4, ésta se debe clasificar usando el mismo criterio que cuando la fuga fue descubierta.

Tabla 2. Fugas de grado 1

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCION
1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, se considere un peligro inmediato.	Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Debe notificarse a las autoridades competentes como son: la Comisión Reguladora de Energía, protección civil, policía y bomberos. La acción inmediata en algunos casos puede requerir de uno o más de los pasos siguientes: a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia del permisionario o transportista; b) Evacuación del área; c) Acordonamiento del área; d) Desviación del tráfico; e) Eliminación de las fuentes de ignición; f) Ventilación del área, y g) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios.
2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.	
3. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.	
4. Cualquier indicación de presencia de gas en el lado exterior de la pared de un edificio, o donde es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	
5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en un espacio confinado.	
6. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en otras subestructuras pequeñas, no asociadas con el gas por las cuales es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	
7. Cualquier fuga que pueda ser detectada por medio de la vista, oído u olfato, y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.	

Tabla 3. Fugas de grado 2

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCIÓN
1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha en que fue reportada. Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes: a) Cantidad y migración del gas; b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo; c) Extensión del piso terminado; d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación. Las fugas grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga. El grado de peligro potencial de las fugas grado 2 puede variar ampliamente. Cuando son evaluadas de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones, para algunas fugas grado 2 se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 5 días. En cambio, para otras se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 30 días. El responsable de programar la reparación debe cuidar las condiciones de la fuga durante el día en el cual se descubre dicha fuga. Por otro lado, la reparación de muchas fugas grado 2, puede ser programada, considerando su localización y magnitud, para realizarse con base en una rutina de mantenimiento, con inspecciones periódicas cuando sea necesario.
2. Se requieren tomar acciones en un plazo no mayor de 6 meses para reparar las fugas, cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes: a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1. b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1. c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro.	

d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado. e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su resistencia mínima a la cedencia, localizada en clase 3 o 4, de acuerdo con esta norma y la fuga no se califica como grado 1. f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas. g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación.	
---	--

Tabla 4. Fugas de grado 3

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCION
Fugas que causen que las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes: a) Menor de 80% (ochenta por ciento) en subestructuras asociadas al gas. b) Cualquier valor debajo de la calle en áreas que no están pavimentadas completamente, donde no es probable que el gas pudiera migrar al lado exterior de la pared de un edificio. c) Menor de 20% (veinte por ciento) en un espacio confinado.	Estas fugas deberán ser reevaluadas periódicamente en los siguientes monitoreos programados, dependiendo de la localización de la fuga o en los 15 meses siguientes a la fecha en que fue reportada, lo que ocurra primero, hasta que la fuga sea reclasificada o no haya más lecturas.

6. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

El permisionario o transportista debe conservar la documentación que demuestre cada monitoreo de fugas de acuerdo con los resultados, conclusiones y acciones realizadas. Cuando se detecten fugas durante el monitoreo o fuera de éste, deberán llenarse los registros respectivos.

El permisionario o transportista debe mantener los registros actualizados de dicha documentación para ser proporcionada, cuando sea requerida por la autoridad competente. Esta documentación debe estar sustentada por los registros siguientes:

6.1 Los registros de monitoreo de fuga deben contener al menos la información siguiente:

- a) La fecha en que se realizó el monitoreo;
- b) La descripción del sistema y del área monitoreada. Se deben incluir los planos y/o libros bitácora;
- c) Los resultados del monitoreo, las conclusiones y las acciones a seguir;
- d) Los métodos aplicados en el monitoreo, y
- e) El personal que efectuó el monitoreo.

6.1.1 Los registros de las pruebas de caída de presión deben contener al menos la información siguiente:

- a) El nombre del responsable de la prueba. En caso de que haya sido realizada por una empresa externa, el nombre de la empresa y el nombre de la persona responsable de la prueba;

- b)** El medio de prueba usado;
- c)** La presión de prueba;
- d)** La duración de la prueba;
- e)** Las gráficas de presión o los registros de las presiones medidas en la prueba, y
- f)** Los resultados de la prueba.

6.2 Los registros de fugas deben contener al menos la información siguiente:

a) La fecha de detección de la fuga, la fecha y la hora del reporte, el tiempo en que se atendió, el tiempo en que se investigó y el nombre de quien la investigó;

b) La descripción detallada de la fuga, su localización, magnitud y grado que se le asignó;

c) Tratándose de una fuga que deba ser reportada, la fecha y la hora del reporte telefónico a la autoridad competente y el nombre de quien lo hizo;

d) Las fechas de las reevaluaciones antes de la reparación de la fuga y el nombre del responsable de dichas reevaluaciones;

e) La fecha de reparación, el tiempo que llevó la reparación y el nombre del responsable de la reparación;

f) Las fechas de revisiones posteriores a la reparación y el nombre de los responsables de dichas revisiones;

g) El método usado para detectar la fuga (si fue reportado por terceros, el nombre y la dirección de quién reportó);

h) La sección del sistema donde ocurrió la fuga (tubería principal, tubería de servicio, etc.);

i) La parte del sistema en que ocurrió la fuga (tubería, válvula, conexión, estación de regulación, etc.);

j) El material en el cual ocurrió la fuga (acero, plástico u otro);

k) El origen de la fuga;

l) La descripción de la tubería;

m) El tipo de reparación efectuada;

n) La causa de la fuga;

o) La fecha de instalación de la tubería;

p) Si tiene protección catódica operando, y

q) La lectura del indicador de gas combustible.

6.3 Autoevaluación. El permisionario o transportista debe evaluar su programa de monitoreo de fugas realizados para determinar la efectividad de dicho programa. Esta autoevaluación debe realizarse cuando menos una vez al año de acuerdo con el procedimiento siguiente:

a) Programa de monitoreo de fugas. Se debe asegurar que el programa de mantenimiento del sistema cumple con esta Norma;

b) Efectividad del monitoreo. Se debe asegurar que los monitoreos de fugas fueron efectuados de acuerdo con el programa y que los resultados fueron satisfactorios en todo el sistema;

c) Programa de reparación. Se debe comprobar que las reparaciones de fugas fueron efectuadas de acuerdo con el programa y los procedimientos especificados;

d) Efectividad de la reparación. Se debe verificar que las reparaciones de fugas fueron realizadas con la efectividad indicada en los procedimientos aplicados, y

e) Registro histórico de fugas. Se debe mantener actualizado el historial de fugas.

APÉNDICE III.**REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS CUANDO SE UTILICEN FACTORES DE DISEÑO
SUPERIORES A 0.72 EN DUCTOS DE ACERO****ÍNDICE**

1. Introducción
2. Diseño
3. Construcción
4. Operación y Mantenimiento
5. Reclasificación

1. Introducción

Para que un Sistema de transporte o segmento de ducto nuevo o existente pueda operar a la MPOP calculada según el numeral 11.6, cuadro 11, con base en un factor de Diseño F superior a 0.72 y hasta 0.80; se debe demostrar el cumplimiento de los siguientes requisitos específicos de diseño y construcción, además del cumplimiento estricto de disposiciones de seguridad en la operación y mantenimiento, que aseguren la integridad del sistema de transporte.

2. Diseño**2.1 Especificaciones de diseño para la tubería de acero**

2.1.1 La placa, skelp, tipo bobina usada para la tubería debe ser micro - aleada, de grano fino, totalmente terminada o rematada de forma continua, de acero fundido con tratamiento de calcio.

2.1.2 El equivalente de carbono en el acero utilizado para la tubería, no debe superar el 0.25 por ciento en peso, calculado por la fórmula de Ito-Bessyo (fórmula PCM) o un 0.43 por ciento en peso, calculado por fórmula según Instituto Internacional de la Soldadura (IIW).

2.1.3 La relación del diámetro exterior especificado de la tubería con el espesor de pared especificado, debe ser menor a 100. Durante la construcción, las pruebas de resistencia y las condiciones de operación previstas, el espesor de pared de la tubería debe quedar libre de anomalías, tales como abolladuras u ovalada.

2.1.4 La tubería debe fabricarse utilizando la especificación API 5L, nivel de especificación del producto 2 para presiones máximas y mínimas y las temperaturas máximas de operación.

2.2 Control de la fractura

2.2.1 Las propiedades de resistencia (dureza) de la tubería deben tomar en cuenta la potencial iniciación y propagación de las fracturas así como su forma para detener dichas fracturas, de acuerdo con las normas y prácticas internacionales reconocidas, tales como:

- i. La especificación de API 5L
- ii. La norma ASME B31.8 de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
- iii. Cualquiera de los factores de corrección necesarios para hacer frente a los diferentes grados de tuberías, presiones, temperaturas, o composiciones de gas no considerados expresamente en la Especificación API 5L, nivel de especificación del producto 2 ó ASME B31.8.

2.2.2 El control de la fractura debe:

- a) Vigilar que se mantenga la resistencia (dureza) a la iniciación de la fractura, para todas las condiciones que se espere experimente el gasoducto, como son: toda la gama de temperaturas de funcionamiento, presiones, composiciones de gas, tipo de grado de la tubería y los niveles de estrés de funcionamiento incluyendo las presiones máximas y mínimas de cierre o paro.

Si estos parámetros cambian durante la operación de la tubería de manera que se encuentren fuera de los límites de lo que se consideró en la evaluación del diseño, debe ser revisada y actualizada dicha evaluación, para asegurar la continuidad de la resistencia a la iniciación de la fractura para la vida útil restante de la tubería.

- b)** Realizar el ajuste de la resistencia (dureza) de la tubería, para cada grado de tubería utilizado y para el comportamiento de descompresión del gas para los parámetros de operación.
- c)** Garantizar al menos el 99% de probabilidad de detener la fractura en una longitud de ocho tramos de tubería, con una probabilidad de al menos el 90% dentro de los cinco tramos de tubería.
- d)** Incluir pruebas de resistencia (dureza) a la fractura que sea equivalente a la descrita en los requisitos complementarios SR5A , SR5B , y SR6 de la Especificación API 5L

2.3 Control de calidad en el diseño y fabricación de tuberías

2.3.1 Debe haber un programa de gestión de la calidad interna en todas las fábricas que participen en la producción de acero, placa, bobina, skelp, y/o el tubo rodado, para tuberías que utilicen factores de diseño superiores a 0.72. Este programa debe ser estructurado para eliminar o detectar defectos y factores que afectan la calidad de la tubería.

2.3.2 Un programa de inspección de fábrica en un programa de gestión de calidad debe incluir:

- a)** Una prueba de ultrasonido de los extremos y al menos 35% de la superficie de la placa / bobina o tubo para identificar las imperfecciones que afecten el buen funcionamiento de la tubería, tales como laminaciones, grietas e inserciones. Al menos 95% del tramo fabricado de tubería debe ser probado.

Para todas las tuberías diseñadas después del 22 de diciembre de 2008, la prueba debe realizarse de acuerdo con la norma ASTM A578/A578M nivel B, o API 5L párrafo 7.8.o un método equivalente, y, o bien

- b)** Un ensayo de ataque por macro u otro método equivalente para identificar adhesiones que pueden formar la segregación central durante el proceso de colada continua. El uso de impresiones de azufre no es un método equivalente. La prueba se llevará a cabo en el primer o segundo bloque de cada secuencia graduada con un criterio de aceptación de uno o dos en la escala de Mannesmann o equivalente; o
- c)** Un programa de monitoreo de garantía de calidad implementado por el operador, que incluya auditorías de: (a) todas las instalaciones de producción de acero y de fundición, (b) los planes de control de calidad y las especificaciones del procedimiento de fabricación, (c) mantenimiento de los equipos y de los registros de la conformidad, (d) del recalentamiento de fundición aplicable y velocidades, y (e) los registros de monitoreo de segregación central para asegurar la mitigación de la segregación central durante el proceso de colada continua.

2.3.3 Debe existir un programa de garantía de calidad para las soldaduras de costura en la tubería, para garantizar la resistencia a la tracción indicada en la Especificación API 5L para los grados apropiados.

2.3.4 Debe haber un ensayo de dureza, usando el método de ensayo Vickers (HV10) dureza o método equivalente de prueba, para asegurar una dureza máxima de 280 Vickers de los siguientes:

- a)** Una sección transversal de la costura de soldadura de un tubo de cada serie, más un tubo de cada línea de soldadura por día.
- b)** Para cada sección transversal de la muestra, un mínimo de 13 lecturas (tres para cada zona afectada por el calor, tres en el metal depositado, y dos en cada sección de metales comunes de la tubería).
- c)** Todas las costuras deberán someterse a ensayo por ultrasonidos después de la expansión en frío y el molino de la prueba hidrostática.

2.4 Recubrimiento

2.4.1 La tubería debe estar protegida contra la corrosión externa mediante un revestimiento que evite el apantallamiento. El recubrimiento de la tubería utilizada para ser instalada en zanja debe resistir rasguños y otros daños posibles durante la instalación.

2.4.2 Se debe efectuar una inspección de garantía de calidad e implementar un programa de pruebas para asegurar la calidad del revestimiento de la superficie de la tubería al descubierto, la limpieza de la superficie de los cloruros, la limpieza por chorro, el control de temperatura de aplicación, la adhesión del recubrimiento, el desprendimiento catódico, la infiltración de humedad, la flexión, el espesor del recubrimiento, la detección de vacaciones, y la reparación del recubrimiento.

2.5 Prueba Hidrostática

2.5.1 Toda la tubería a ser utilizada en un nuevo segmento del ducto debe ser probada hidrostáticamente en fábrica a una presión de prueba que corresponde a una tensión circunferencial de 95% de la RMC por 10 segundos.

La presión de prueba puede incluir una combinación de presión de prueba interna y la provisión para tensiones de final de carga impuestas por el equipo de prueba hidrostática en la fábrica de tubos según lo permitido por la especificación API 5L, Apéndice K.

2.5.2 Ductos en funcionamiento antes del 22 de diciembre de 2008, deben haber sido probados hidrostáticamente en fábrica, a una presión de prueba que corresponda a una tensión circunferencial del 90% de la RMC por 10 segundos.

2.6 Equipos, Componentes y Accesorios

2.6.1 Se debe contar con los registros de certificación de bridas, de curvas inducidas en fábrica, así como de soldaduras de codos en fábrica. La certificación debe especificar las propiedades del material, como sería su química, la resistencia mínima a la elasticidad y el espesor de pared mínimo requerido para cumplir con las condiciones de diseño.

2.6.2 Si los equivalentes de carbono de las bridas, curvas y codos, son mayores que 0.42% en peso, los procedimientos calificados de soldadura deben incluir un proceso de precalentamiento.

2.6.3 Las válvulas, bridas y demás accesorios deben estar clasificados, con base en la categoría, calificación o especificación requerida para una MPOP específica, correspondiente a un factor de diseño superior a 0.72.

2.7 Estaciones de Compresión

2.7.1 Una estación de compresión debe estar diseñada para la temperatura límite de 49° C del segmento más cercano aguas abajo, que opera a la MPOP específica correspondiente a un factor de diseño superior a 0.72; o a la temperatura más alta permitida en el párrafo (h) (2) de esta sección.

2.7.2 Si se investiga, y se demuestra que mediante pruebas y monitoreo de campo, el tipo de recubrimiento aplicado en la tubería en operación, puede soportar a largo plazo una temperatura más alta, la estación de compresión puede ser diseñada para una temperatura límite superior en las tuberías aguas abajo.

Los resultados de las pruebas y criterios de aceptación con respecto a la adherencia del recubrimiento, el desprendimiento catódico, y el estado del recubrimiento se deben incluir en las evaluaciones que realicen las Unidades de Verificación.

2.7.3 Los ductos que operan a una MPOP específica correspondiente a un factor de diseño superior a 0.72, pueden funcionar a temperaturas superiores a 49° C si el operador implementa un programa de monitoreo de la integridad de recubrimiento a largo plazo.

El programa de monitoreo debe incluir pruebas usando gradiente de potencial (Voltaje) de corriente directa (VCD), Voltaje de corriente alterna (VCA), o un método equivalente de integridad del recubrimiento. El operador deberá establecer la periodicidad en la que se lleven a cabo estas evaluaciones y los criterios para la reparación de las indicaciones señaladas.

El operador deberá presentar su programa de monitoreo de la integridad de recubrimiento a largo plazo a la Comisión para su aprobación, previo a la entrada en operación a temperaturas superiores a los 49° C.

3. Construcción

3.1 Garantía de calidad.

3.1.1 La construcción del segmento del ducto debe realizarse bajo un plan de garantía de la calidad con respecto a la inspección de tuberías, traslado, colocación, alineamiento, curvado en campo, soldadura, exámenes no destructivos de soldaduras circunferenciales, aplicación y pruebas en campo de los recubrimientos aplicados, descenso de la tubería en la zanja, la prueba hidrostática, y el relleno de la zanja.

3.1.2 El plan de garantía de la calidad de la aplicación y prueba en campo de recubrimientos aplicados a las soldaduras, debe ser:

- a) Equivalente al requerido en el sistema de administración de la integridad.
- b) Realizado por personal calificado en la aplicación eficaz del recubrimiento.

4. Operación y Mantenimiento

4.1 Identificación y evaluación de escenarios de eventos adversos. Desarrollar una matriz de amenazas consistente en lo siguiente:

- a) Determinar y comparar el aumento del riesgo de operar el Ducto con un aumento en el nivel de esfuerzos con respecto a la operación normal del sistema.
- b) Describir y aplicar procedimientos utilizados para mitigar el riesgo.

4.2 Notificaciones al público

4.2.1 Volver a calcular el potencial impacto del riesgo para reflejar el uso de la MPOP y las condiciones de operación de ductos.

4.2.2 En la ejecución del programa de educación al público, se debe realizar lo siguiente:

- a) Incluir a las personas que ocupan una propiedad ubicada dentro de un área de 200 metros con respecto a la línea central del Ducto y el potencial impacto del riesgo dentro del público objetivo.
- b) Incluir información sobre las actividades de gestión de integridad realizadas bajo esta sección dentro de la información que se difunda al público.

4.3 Respuesta a emergencias en una zona definida como de alta consecuencia

4.3.1 Asegurarse de que la identificación de áreas de alta consecuencia refleja el mayor potencial círculo de impacto.

4.3.2 Si el tiempo de respuesta del personal operativo en la línea principal y válvulas de seccionamiento a cada lado de la zona de alta consecuencia, supera una hora (en condiciones normales de conducción y los límites de velocidad) calculado a partir del momento en que un evento se identifique en el Cuarto de control; se deberá instalar un sistema de control remoto para la operación de válvulas a través del sistema SCADA, u otro sistema de detección de fugas, o un método alternativo de control.

4.3.3 El control remoto de la válvula debe incluir la capacidad para cerrar y controlar la posición de la válvula (abierta o cerrada), así como monitorear la presión corriente arriba y corriente debajo de la válvula.

4.3.4. El sistema de control para válvulas de seccionamiento o corte, puede usar la presión diferencial de línea, la tasa de caída de presión u otro método aceptado ampliamente, como alternativa del sistema de control.

4.4 Evaluación inicial de la integridad, conformación de base de datos de evaluación de la integridad.

4.4.1 Salvo lo dispuesto en 4.4.3, para un nuevo segmento de tubería que funciona a una presión máxima de operación permisible con factores de diseño superiores a 0.72, se deberá realizar una inspección interna de referencia de todo el segmento del ducto, de la siguiente forma:

- a) Evaluar el ducto, utilizando una herramienta de geometría, después de la prueba hidrostática inicial y en un plazo de seis meses después de la colocación del nuevo segmento del ducto en servicio.
- b) Evaluar el ducto, utilizando una herramienta de flujo magnético de alta resolución dentro de los tres años posteriores a la instalación del nuevo segmento de tubería en servicio en la máxima presión de trabajo permisible alternativa.

4.4.2 Salvo lo dispuesto en 4.4.3, para un segmento de ducto existente, se debe realizar una inspección interna con una herramienta de geometría y una herramienta de flujo magnético de alta resolución, dentro de los dos años posteriores al incremento de una MPOP con factor de diseño superior a 0.72 conforme a lo establecido en esta Norma.

4.4.3 En cabezales, válvulas principales, by-pass, tubería a Estaciones de Compresión, tubería para equipo de medición, u otro segmento de tubería que operen con una MPOP con F.D. superior a 0.72, y que no puedan acomodar una herramienta de geometría y una herramienta de flujo magnético de alta resolución para su inspección interna, se deberá utilizar la inspección directa de espesores y/o prueba de presión para evaluar esa porción.

4.5 Evaluaciones periódicas de la integridad

4.5.1 Se deberá determinar la frecuencia de las evaluaciones de integridad posteriores a la evaluación inicial, manteniendo los resultados en una base de datos, dentro del sistema de administración de la integridad.

4.5.2 Se deberá llevar a cabo inspecciones internas conforme a la frecuencia determinada en 4.5.1, usando una herramienta de flujo magnético de alta resolución, manteniendo los resultados auditables en una base de datos de la evaluación de la integridad.

4.5.3 Se deberá llevar a cabo inspecciones internas conforme a la frecuencia determinada en 4.5.1, en los casos previstos en la condición 4.4.3, manteniendo los resultados auditables en una base de datos de la evaluación de la integridad.

4.6 Atención a indicaciones de anomalías y reparaciones.

4.6.1 En el caso de que en los resultados de las evaluaciones de la integridad, se tengan indicaciones de anomalías o desviaciones a las especificaciones del sistema de transporte establecidas en esta norma, se deberá realizar lo siguiente:

- a) Determinar la resistencia remanente del sistema de transporte, tramo del ducto o componente, utilizando el cálculo más conservador para la resistencia restante o un cálculo alternativo validado con base en el diámetro de la tubería, espesor de pared, el grado de fabricación, la presión de operación, el nivel de esfuerzos operativos y temperatura de servicio.
- b) Se deberá tomar en cuenta las tolerancias de los equipos o herramientas que implementados para las inspecciones internas o directas.

4.6.2 Reparar las anomalías o defectos cuando el defecto sea una fuga, abolladura, imperfección o daño descubierto durante la evaluación de la integridad, conforme a lo establecido en la sección C. Reparaciones, de esta Norma.

4.6.3 Sin menos cabo de lo anterior, la atención de los resultados indicados en 4.4 y 4.5, deberá atenderse a lo establecido en el sistema de administración de la integridad, efectuando un estudio de riesgo específico y un programa de atención de las recomendaciones específicas obtenidas en dicho estudio.

APÉNDICE IV
ODORIZACIÓN DEL GAS
ÍNDICE

1. Introducción
2. Definiciones
3. Odorizantes
4. Tipo y cantidad de odorizante a utilizar
5. Sistemas de odorización
6. Control del proceso de odorización
7. Medidas generales de seguridad para el manejo de los odorizantes

1. Introducción

La concentración de odorizante en el gas debe ser tal que el gas sea detectado por olfato cuando su concentración en la mezcla con aire sea de 1% en volumen, esto es la quinta parte del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII).

2. Definiciones

Para efectos de aplicación de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Límite inferior de inflamabilidad (LII): Valor inferior de la concentración de gas disperso en el aire, debajo del cual no se presenta una mezcla inflamable, de acuerdo con la disposición 3 “detección de fugas”, del Apéndice II de esta Norma.

2.2 Límite superior de inflamabilidad (LSI): Valor superior de la concentración de gas disperso en el aire, arriba del cual no se presenta una mezcla inflamable, de acuerdo con la disposición 3 “detección de fugas” del Apéndice II de esta Norma.

2.3 Mercaptanos: Compuestos orgánicos sulfurados de olor característico desagradable, tóxico e irritante en altas concentraciones; también conocidos como Tioles.

2.4 Odorización: Proceso mediante el cual se le aplica un odorizante a una sustancia inodora.

2.5 Odorizante: Sustancia química compuesta por mercaptanos que se añade a gases esencialmente inodoros para advertir su presencia.

2.6 Presión de vapor: Presión característica a una determinada temperatura del vapor de una sustancia en equilibrio con su fase líquida.

3. Odorizantes

El odorizante debe cumplir, como mínimo, con los requisitos siguientes:

- a) Contar con un grado de pureza que permita alcanzar el nivel de odorización mínimo establecido en el capítulo número 4 de este Apéndice;
- b) Ser compatible con los materiales de fabricación del equipo utilizado para la odorización del gas;
- c) Ser estable física y químicamente para asegurar su presencia como vapor dentro de la corriente de gas;
- d) No ser tóxico ni nocivo para las personas y equipos en la concentración requerida en el capítulo número 4 de este Apéndice;
- e) Ser de fácil combustión dentro del rango recomendado por el fabricante;
- f) Contar con un grado de penetrabilidad que permita detectar las fugas de gas de una tubería enterrada por medio de la mancha que deja en el suelo y así prevenir a la población en el área circundante del peligro;
- g) Tener una solubilidad en agua menor a 2.5% (dos punto cinco por ciento) en masa;
- h) Contar con un olor que proporcione al gas el aroma característico y persistente;
- i) Ser manejable para facilitar su adición al gas, y
- j) Los productos de la combustión del odorizante no deben ser corrosivos a los materiales expuestos ni ser nocivos para la salud de la población.

4. Tipo y cantidad de odorizante a utilizar

El gas debe ser odorizado a una concentración tal que permita ser detectado por el olfato cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del límite inferior de explosividad, o cuando la proporción de gas en aire sea de 1% (uno por ciento).

5. Sistemas de odorización

5.1 El equipo de odorización seleccionado debe dosificar el odorizante dentro de los rangos de concentración recomendados por el fabricante.

5.2 Los equipos de odorización deben cumplir con lo siguiente:

- a) La cantidad de odorizante dosificado debe ser proporcional al volumen de gas, independientemente de las condiciones de presión y temperatura, tanto del ambiente como del gas;
- b) Los materiales deben ser resistentes a la corrosión química y atmosférica, y
- c) El equipo debe tener la capacidad para manejar un amplio rango de flujos.

5.3 La selección del equipo debe hacerse de acuerdo con el volumen de gas a odorizar.

6. Control del proceso de odorización

6.1 El olor del gas debe monitorearse en puntos determinados del sistema de transporte para verificar que la concentración del odorizante sea estable y se perciba cuando la proporción de gas en aire sea del 1% (uno por ciento) o una quinta parte del LII.

6.2 El control del proceso de odorización puede efectuarse en forma indirecta por el consumo de odorizante, o de forma directa mediante el análisis del contenido de odorizante en el gas. Si el gas a odorizar tiene contenidos variables de odorizante debe recurrirse al control directo.

En ambos métodos de control se deben tomar muestras del gas, en puntos diferentes del sistema de transporte.

7. Medidas generales de seguridad para el manejo de los odorizantes

7.1 Medidas de seguridad.

a) Para prevenir la combustión accidental de los vapores del odorizante se debe utilizar herramienta a prueba de chispa cuando se trabaje en equipos de odorización, y los trabajadores que laboren en el área no deben utilizar botas de seguridad con casquillo metálico expuesto, y

b) El tanque de almacenamiento, equipo de odorización y sus tuberías deben ser fabricados con materiales resistentes a los componentes de los odorizantes para evitar la corrosión, ejemplo: tuberías de acero al carbón sin costura para las líneas de transporte del odorizante. Los accesorios soldados y las conexiones bridadas se recomiendan para tuberías de diámetros mayores a 25.4 mm.

7.2 Derrames. Cuando se detecte un derrame de odorizante, éste debe neutralizarse mediante la aplicación de una sustancia química, por ejemplo, mediante la adición de una solución acuosa de hipoclorito de sodio. Asimismo, debe utilizarse un agente evanescente para enmascarar el olor y tierra, arena fina o aserrín para absorber dicho odorizante o el producto que recomiende el fabricante.

La eliminación del odorizante puede efectuarse por oxidación o por absorción, mediante compuestos como lejía, agua oxigenada y permanganato de potasio.

No deben verse los oxidantes en altas concentraciones sobre el odorizante derramado ya que la reacción sería violenta y podría causar accidentes.

7.3 Almacenamiento. Los tambores del odorizante deben estar almacenados en lugares cubiertos, secos y bien ventilados.

No deben exponerse a los rayos solares.

Los tambores se deben enfriar antes de ser abiertos para no provocar una fuga de odorizante en fase vapor, ya que la presión de vapor aumenta rápidamente con el incremento de la temperatura (ver cuadro siguiente):

Temperatura	Presión de vapor del odorizante
293 K	2.05 kPa
353 K	27.38 kPa

7.4 Seguridad del personal. El personal que ejecute operaciones de odorización debe usar prendas apropiadas que resistan el posible contacto con el odorizante, las cuales deben lavarse después de su utilización.

El equipo mínimo de seguridad adecuado para el personal que está en contacto con el odorizante debe ser el siguiente:

- a) Guantes, botas y delantal confeccionados con cloruro de polivinilo;
- b) Gafas protectoras de hule especial (recomendadas por el fabricante del producto), y
- c) Mascarilla con filtro de absorción para componentes orgánicos.

Ante cualquier contacto del odorizante con la piel debe lavarse de inmediato el área afectada con agua.

APÉNDICE V**GUIA PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA PARA LA PREVENCIÓN DE ACCIDENTES (PPA)****ÍNDICE**

1. Introducción
2. Objetivo
3. Disposiciones generales
4. Datos generales
5. Descripción del entorno del sistema de transporte
6. Materiales peligrosos y zonas potenciales de afectación
7. Eventos detectados en el estudio de riesgos
8. Identificación de las medidas preventivas para controlar, mitigar o eliminar las consecuencias y reducir su probabilidad
9. Programa de actividades a realizar derivadas del estudio de riesgo del sistema de transporte
10. Plan de respuesta a emergencias nivel interno
11. Plan de respuesta a emergencias nivel externo
12. Directorio de la estructura funcional para la respuesta a emergencias
13. Cumplimiento de la normatividad en materia de seguridad, prevención y atención de emergencias, emitidas por las dependencias del gobierno federal
14. Comunicación de riesgos
15. Seguimiento, actualización y notificaciones

1. Introducción

Los Programas para la Prevención de Accidentes (PPA) actúan como una herramienta de soporte muy valiosa para hacer frente a situaciones de emergencia, relacionadas con la actividad de transporte de Gas. Por lo anterior, este Apéndice constituye una guía para elaborar y mantener la efectividad del PPA, el cual a través de una aproximación sistemática hacia el reconocimiento y reducción de los riesgos, ayudará a salvaguardar la seguridad de la población, sus propiedades y bienes, así como la integridad de los propios sistemas de transporte. Un PPA es un documento técnico administrativo que debe estar soportado en los riesgos identificados y características del entorno particulares del Sistema de transporte de que se trate.

2. Objetivo

El presente Apéndice proporciona una guía para la elaboración del PPA e indica el contenido mínimo del mismo y los lineamientos a seguir para mantener su efectividad. El contenido del PPA debe desarrollarse con la suficiente profundidad técnica de acuerdo a las características específicas del Sistema de transporte, su ubicación, y a los recursos técnicos y materiales disponibles.

3. Disposiciones generales

3.1. Todos los Sistemas de transporte a los que les aplica esta Norma Oficial Mexicana, deben contar con un PPA.

3.2. Los PPA deben ser realizados y actualizarse con información verídica.

3.3. El contenido marcado en este Apéndice es el mínimo necesario para la elaboración del PPA y no debe considerarse como limitativo o exclusivo.

3.4. La Comisión evaluará el PPA, y en su caso, solicitará la corrección, adecuación o ampliación de los puntos mínimos.

3.5. El PPA debe actualizarse de acuerdo a lo siguiente:

- a) Al año, en caso de haber realizado una modificación o ampliación al Sistema de transporte.
- b) En cada modificación o reducción de los recursos humanos y/o materiales directamente involucrados en el PPA.

- c) Al año, en caso de cambio de la clase de localización del sistema de transporte.
- d) Al menos cada cinco años, mediante una auditoría interna de autoevaluación de los puntos que integran el PPA, en caso, de no aplicar ninguno de los 3 incisos anteriores.

3.5.1. En caso de que las modificaciones, ampliaciones o reducciones a que hacen referencia los incisos anteriores, sean mínimas y a juicio de Permisionario o Transportista no amerite una actualización del PPA, deberá registrar la justificación respectiva dentro del mismo, en una sección reservada para tal fin, la cual se sugiere sea denominada como "Registro de cambios o actualizaciones" y deberá notificar de manera precisa a la Comisión los cambios efectuados y la justificación correspondiente.

3.6. Para el caso en que un Permisionario o Transportista cuente previamente con un PPA para sus instalaciones industriales, éste debe contemplar en su totalidad las disposiciones del presente Apéndice, aplicables al sistema de transporte, para ello debe:

- a) Actualizar o ampliar el PPA de sus instalaciones industriales para integrarle, lo referente al sistema de transporte, de acuerdo a este Apéndice, o
- b) Generar un PPA exclusivo para el sistema de transporte, de acuerdo a este Apéndice.

3.7. El responsable del PPA es en todo momento el Permisionario o transportista. El personal de las empresas operadoras de los sistemas de transporte, debe estar involucrado dentro del PPA.

4. Datos generales

4.1. Nombre, denominación o razón social del Permisionario o Transportista.

4.2. Domicilio y teléfono(s) del Permisionario o Transportista.

4.3. Domicilio para oír y recibir notificaciones y nombre de la persona o personas autorizadas para recibirlas, y en su caso, el correo electrónico que designe para tal fin.

4.4. Nombre del representante legal, cargo y número(s) telefónico.

4.5. Responsable de la información contenida en el PPA. Nombre y puesto o cargo dentro de la empresa u organización y número telefónico.

4.6. Localización de la instalación: indicar la ubicación en coordenadas geográficas, anexando plano(s) georreferenciado(s) donde se incluya la totalidad del sistema de transporte.

5. Descripción del entorno del sistema de transporte

5.1. Descripción de las características físicas del entorno del Sistema de transporte. En este apartado se deberá señalar el uso de suelo dentro del área unitaria del Sistema de transporte, señalando la existencia y ubicación precisa de cuerpos de agua, zonas naturales protegidas, asentamientos humanos (viviendas aisladas, poblaciones, ciudades, entre otras), características climáticas de la zona con base en el comportamiento histórico de los últimos diez años (temperaturas medias, humedad promedio, dirección de vientos dominantes, velocidad promedio de vientos). Indicando así mismo, si el sistema de transporte se localiza en una zona sísmica (indicar clasificación) o en una zona de huracanes. La información antes descrita deberá estar incluida en un plano legible a escala no mayor a 1:20,000, con escala gráfica y norte indicado.

5.1.1. La información señalada en el numeral anterior debe ser sustentada y referenciada en fuentes confiables y actualizadas, debiéndose señalar dicha referencia.

5.2. Descripción de las características socio-económicas. Describir el tipo de construcciones ubicadas dentro del área unitaria del sistema de transporte, la densidad de población y nivel socioeconómico.

5.3. Infraestructura y servicios de apoyo. Hacer una relación de la infraestructura y servicios con la que cuenta el municipio o localidad, para la atención de emergencias (bomberos, hospitales, clínicas, albergues, servicios de emergencia, etc.).

5.4. Zonas vulnerables. Identificar y relacionar aquellas zonas vulnerables (escuelas, centros comerciales, iglesias, unidades habitacionales, parques recreativos, teatros, cines, mercados, etc.), localizadas en torno al sistema de transporte y que derivado del estudio de riesgos del sistema de transporte, se encuentren en la zona de afectación. La información descrita en este numeral deberá ser señalada en el plano a que hace referencia el numeral 5.1 anterior.

6. Materiales peligrosos y zonas potenciales de afectación

6.1. Adjuntar la hoja de datos de seguridad del tipo de Gas según corresponda.

6.2. Extraer en una tabla los siguientes datos: Núm. CAS, peso molecular, límite inferior y superior de inflamabilidad. Anexar a estos datos la cantidad de gas o líquido en masa, empacada o contenida en el ducto entre el par de válvulas de seccionamiento consecutivas más alejadas entre sí, calculada a las condiciones de operación del ducto, anexando memoria de cálculo.

6.3. Adjuntar las hojas de datos de seguridad de otras sustancias peligrosas (conforme a los listados publicados en el DOF, el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992) que se encuentren a menos de 200 metros del sistema de transporte.

6.4. El plano a que hace referencia el numeral 5.1 anterior, deberá indicar los sitios de almacenamiento o ductos de transporte de otras sustancias peligrosas a que hace referencia el numeral 6.3, así como a cantidad de almacenamiento y el diámetro de los ductos, según corresponda.

6.5. Las hojas de datos de seguridad del Gas y de otras sustancias peligrosas que hayan sido identificadas, deben estar claramente señaladas en el PPA, y darlas a conocer al personal directamente involucrado en la operación, mantenimiento y atención de emergencias del sistema de transporte, así como a todas aquellas instituciones u organizaciones que hayan sido consideradas como posibles apoyos en caso de una contingencia.

7. Eventos detectados en el estudio de riesgos

7.1. Tomando como base la evaluación y jerarquización de los riesgos identificados en el estudio de riesgos, desarrollado para el Sistema de transporte, se deben indicar en un plano los radios potenciales de afectación de cada uno de los eventos probables encontrados en la simulación, para los 2 riesgos jerarquizados como más altos, haciendo referencia en el plano a un Anexo, el cual debe incluir la sustancia involucrada, características de la misma y todas las consideraciones bajo las que se simularon las consecuencias.

7.2. El plano debe señalar las áreas de mayor afectación y su escala no deberá ser mayor a 1:10,000. El plano deberá contar con escala gráfica y norte indicado.

8. Identificación de las medidas preventivas para controlar, mitigar o eliminar las consecuencias y reducir su probabilidad

8.1. Describir los equipos, dispositivos o sistemas de seguridad, existentes para disminuir la probabilidad de ocurrencia de los eventos identificados en el estudio de riesgos.

8.2. Indicar las medidas preventivas establecidas, enfocadas a eliminar o disminuir la frecuencia y/o severidad de los eventos identificados en el estudio de riesgos. En esta sección se debe de incluir los programas de mantenimiento e inspección, programas de capacitación y adiestramiento, programas de simulacros, etc. La documentación que se incluya en esta sección debe tener las firmas de los responsables de su ejecución.

8.2.1. El programa de mantenimiento, debe identificar claramente las actividades preventivas para reducir la probabilidad de falla de los componentes del sistema de transporte y la frecuencia de tales actividades.

8.2.2. El programa de capacitación, deberá enfatizar los cursos o adiestramiento específico que se considere contribuirán a minimizar los riesgos identificados en el estudio de riesgos, asimismo se debe señalar el nombre del tema a impartir, los puestos de trabajo que asistirán y fecha de programación.

8.2.3. Los programas de simulacros deben identificar el tipo de simulacro (sismo, fuga de gas, incendio y explosión), fecha programada y área o sitio donde se realizará el simulacro.

9. Programa de actividades a realizar derivadas del estudio de riesgos del sistema de transporte

9.1. Se debe elaborar un programa de actividades jerarquizadas que tenga como objetivo reducir los riesgos identificados del Sistema de transporte. El programa debe elaborarse de acuerdo a la estructura siguiente y especificar el tipo de recomendación (preventiva, correctiva y de mejora, entre otras), y las acciones requeridas identificadas en el estudio de riesgos:

Programa de actividades

Actividades a desarrollar, derivadas de las recomendaciones del estudio de riesgos					
Núm.	Descripción de la actividad	Tipo de recomendación	Fecha de inicio	Fecha de terminación	Responsable de ejecución

10. Plan de respuesta a emergencias nivel interno

10.1. Este plan de respuesta se refiere para el caso de aquellas instalaciones del Sistema de transporte que se encuentren dentro de la propiedad de un usuario final.

10.2. Se deben relacionar todos los procedimientos específicos establecidos para la atención de emergencias al Sistema de transporte y para los diferentes eventos identificados en el estudio de riesgos, tales como fugas de gas, incendios y explosiones, tomando en consideración las características físicas y químicas de los materiales involucrados. Asimismo, se deben relacionar los equipos y servicios con que cuenta la instalación para la atención de emergencias, señalando en un plano a escala 1:5,000 (o a una escala legible) su localización.

10.3. Se deben relacionar los procedimientos establecidos para la notificación a autoridades competentes, sobre aquellos eventos determinados en el estudio de riesgos, tales como: dar aviso de un incidente, solicitar ayuda, notificar sobre un evento “fuera de control”, etc.

11. Plan de respuesta a emergencias nivel externo

11.1. De manera adicional a lo señalado en los numerales 12.1 a 12.3 de este Apéndice, se deben describir entre otros, los siguientes procedimientos específicos, para el caso, de que el nivel de afectación por ocurrencia de eventos identificados en el estudio de riesgo (fugas de gas, incendios y explosiones), rebase los límites de la Franja de Seguridad del Sistema de transporte.

- I. Plan de respuesta a emergencia externa que describa de forma clara la manera de actuación del personal en caso de emergencia, señalando la jerarquía del personal para toma de decisiones,
- II. Procedimientos detallados de comunicación de la emergencia,
- III. Activación del plan de respuesta a emergencia externa,
- IV. Procedimiento para alertar a la comunidad,
- V. Procedimiento de evacuación,
- VI. Procedimiento de solicitud de ayuda externa,
- VII. Declaración del fin de la emergencia, entre otros,
- VIII. Procedimiento de evaluación de los posibles impactos,
- IX. Procedimiento de retorno de la población evacuada.

11.2. Relacionar los equipos y servicios de apoyo con que se cuenta para la atención de emergencia externa, señalando las características principales de cada uno de ellos, asimismo señalar en un plano a escala 1:5,000 (o a una escala legible) el sistema de transporte completo.

11.3. Señalar en un plano a escala adecuada, las principales vialidades o accesos identificados como viables para ser utilizadas como rutas de evacuación o rutas para recibir apoyo externo. La información contenida en el plano antes señalado, debe estar sustentada por el estudio correspondiente.

12. Directorio de la estructura funcional para la respuesta a emergencias

12.1. Se debe proporcionar la estructura con la que cuenta el Permisionario o Transportista, para la respuesta, las 24 horas del día, a emergencias del Sistema de transporte y registrar los datos del personal responsable (nombre, teléfono de oficina con extensión y teléfono móvil) para atender las emergencias del Sistema de transporte.

12.2. Se debe listar aquellas empresas, organismos, instituciones, dependencias o servicios públicos que pudiesen proporcionar ayuda en caso de emergencia, tales como: comités locales de ayuda mutua, comités locales de protección civil, dirección de seguridad pública estatal y municipal, policía federal de caminos, servicios coordinados de salud, cuerpo de bomberos municipales, partidas militares y empresas privadas, debiendo señalar funciones, ubicación y tiempo estimado de arribo a la instalación.

12.3. Se debe describir el plan de respuesta a emergencias de forma clara y la manera de actuación del personal en caso de emergencia, señalando la jerarquía del personal para toma de decisiones y procedimientos relacionados como son: los procedimientos detallados de comunicación de la emergencia, activación del plan de respuesta a emergencia, solicitud de ayuda externa y declaración del fin de la emergencia, entre otros.

13. Cumplimiento de la normatividad en materia de seguridad, prevención y atención de emergencias, emitidas por las dependencias del gobierno federal

13.1. Se debe señalar en forma breve el cumplimiento de aquellos artículos normativos que tengan relación con la administración de riesgos, prevención de accidentes y atención de emergencias, de acuerdo a las atribuciones de cada una de las secretarías de estado.

14. Comunicación de riesgos

14.1. Se deben describir las estrategias utilizadas para la difusión de aquellos procedimientos con los que cuenta el Permisario o transportista para comunicar a la población potencialmente afectada, a las autoridades locales y a los integrantes de los comités de ayuda mutua, los riesgos inherentes al Sistema de transporte y las afectaciones a que está expuesta la población aledaña, así como las medidas de seguridad instrumentadas para el control de los riesgos.

14.2. Se deben presentar los procedimientos con que cuenta el Sistema de transporte para la planeación, programación y el desarrollo de simulacros que involucren a la población aledaña y organismos municipales, estatales o federales.

14.3. Se debe incluir el programa de simulacros para la prevención de accidentes, y actualizar anualmente dicho programa, variando los sitios de realización de simulacros a lo largo del Sistema de transporte, dando preferencia a las zonas con mayor población aledaña, a los puntos más vulnerables de acuerdo a los resultados del estudio de riesgos y a las zonas con mayores consecuencias.

15. Seguimiento, actualización y notificaciones

15.1. Los procedimientos y directrices contenidas en el presente programa para la prevención de accidentes deben constituir las disposiciones más detalladas, efectivas y actualizadas para la prevención y mitigación de los efectos adversos causados por accidentes en los sistemas de transporte.

15.2. Cuando en un sistema de transporte ocurran accidentes, sea cual fuere la causa, deberán emplearse los procedimientos contenidos en el presente programa para la prevención de accidentes, evaluar la efectividad de este programa y, en su caso, implementar las mejoras correspondientes, una vez pasada la contingencia. Asimismo, cualquier incidente o accidente debe ser notificado a la Comisión, a través de las disposiciones existentes señaladas para tal efecto.

15.3. La evaluación de la efectividad del presente programa para la prevención de accidentes y mejoras al mismo, a que hace referencia el numeral anterior, deben realizarse de manera anual después de cada simulacro, en base a los resultados de los mismos y tomando en cuenta el desempeño del personal involucrado en el plan de respuesta a emergencias, de los sistemas de comunicación y disponibilidad de recursos.

15.4. El programa para la prevención de accidentes debe ser difundido entre el personal involucrado en los procedimientos contenidos dentro del mismo y entre el personal a cargo de la operación, mantenimiento y atención de emergencias del sistema de transporte.

15.6. Si como resultado de la visita de verificación se ordena la implementación de medidas de seguridad, correctivas o de urgente aplicación, la persona verificada deberá notificar a la Comisión el cumplimiento de ellas en un plazo máximo de 5 días contado a partir de la fecha de vencimiento del plazo concedido por aquélla para su realización.

APÉNDICE VI

PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

ÍNDICE

1. Objetivo y alcance
2. Referencias
3. Definiciones
4. Disposiciones generales
5. Sistema de transporte de Gas
6. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas
7. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de Gas.

1. Objetivo y alcance

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC) tiene por objetivo y alcance establecer la metodología para determinar el grado de cumplimiento de los Sistemas de Transporte respecto a esta Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2013, Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral (la Norma). Este procedimiento comprende la revisión de información documental y la verificación en campo de las partes y actividades del sistema de transporte de gas siguientes:

- Sistema de transporte de Gas;
- Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, y
- Monitoreo, detección y clasificación de fugas de Gas.

2. Referencias

Para la correcta aplicación de este PEC es necesario consultar, además de las referencias indicadas en el capítulo 3 de esta Norma, la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su reglamento.

3. Definiciones

Para efectos del presente PEC se establecen, además de las definiciones incorporadas en el capítulo 4 de esta Norma, las definiciones siguientes:

3.1 Acta circunstanciada: El documento expedido por la Comisión o la UV en cada una de las visitas realizadas, en el cual se hace constar por lo menos: nombre, denominación o razón social del transportista; hora, día, mes y año, en que se inicie y en que concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del transportista, número y fecha del oficio de comisión que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia;

3.2 Autoridad competente: La Secretaría de Energía a través de la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión);

3.3 Dictamen: El documento emitido por la Comisión o por la UV en el cual se resume el resultado de la verificación que realiza al sistema de transporte para evaluar su conformidad con esta Norma.

3.4 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con esta NOM;

3.5 Evidencia objetiva: La información que puede ser probada como verdadera, basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros medios

3.6 Registro: El documento que provee evidencia objetiva de las actividades ejecutadas y de los resultados obtenidos.

3.7 Unidad de Verificación (UV): La persona acreditada y aprobada conforme con la Ley y su reglamento para la verificación de cumplimiento con esta Norma;

3.9 Verificación: La constatación ocular y comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad de las instalaciones o actividades con esta Norma en un momento determinado.

4. Disposiciones generales

4.1 En conformidad con el artículo 53 de la LFMN en los sistemas de transporte de gas a que se refiere esta Norma se deben utilizar materiales, componentes y equipos que cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y/o Normas Mexicanas aplicables.

4.1.1 Los materiales, componentes y equipos utilizados en los sistemas de transporte de gas sujetos al cumplimiento indicado en el numeral anterior, deben contar con un Reporte de Pruebas de Materiales obtenido de conformidad con la LFMN.

4.1.2 En caso de no existir Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana aplicable al material, componente o equipo de que se trate, la UV debe requerir el registro de cumplimiento con normas internacionales y, en caso de no existir éstas, dicho producto debe cumplir con las prácticas internacionalmente reconocidas. En el supuesto de no contar con las normas mencionadas, el material, componente o equipo debe cumplir con las normas del país de origen o a falta de éstas, con las especificaciones del fabricante.

4.1.3 Los materiales, componentes y equipos que cumplan con las disposiciones establecidas en los numerales anteriores, se consideran aprobados para los efectos de esta Norma.

4.2 La Comisión, el Permisionario o Transportista pueden solicitar la evaluación de la conformidad con esta Norma cuando lo requieran para dar cumplimiento a las disposiciones legales o para otros fines de su propio interés.

4.3 La evaluación de la conformidad con esta Norma debe ser realizada por la Comisión o por una UV

4.4 La prestación de los servicios de verificación por una UV está sujeta a los rubros siguientes:

a) La UV que seleccione el Permisionario o Transportista no debe tener, durante el proceso de verificación, relación comercial alguna ni ser empleado del Permisionario o Transportista, para evitar conflicto de intereses.

b) Cuando la Comisión tenga conocimiento de conductas que afecten la imparcialidad y la confiabilidad en la contratación de servicios de verificación, la Comisión, las UV y, de requerirse a juicio de la Comisión, los clientes, conjuntamente definirán:

- Las asignaciones de dichos servicios, en caso de que la demanda de servicios de verificación rebase la capacidad de las unidades de verificación, y
- La determinación de la rotación en la prestación de los servicios de verificación.

4.5 Recibida la solicitud de verificación, la UV, de común acuerdo con el Permisionario o Transportista, establecerá los términos y condiciones de los trabajos de verificación, excepto cuando la verificación sea requerida por la Comisión.

a) Particularmente, el Permisionario o Transportista debe asegurarse que la vigencia y alcance de la acreditación y aprobación de la UV correspondan a su solicitud de verificación, y

b) La UV debe asegurarse que las instalaciones objeto de la solicitud de verificación sean materia de esta Norma, así como identificar la etapa constructiva y/o operativa de las mismas.

4.6 La UV debe elaborar un programa de verificación, el cual debe ser congruente con el programa de construcción y/o operación, mantenimiento y seguridad del Permisionario o Transportista: El programa de verificación debe contener como mínimo los siguientes elementos: Alcance del servicio respecto a las etapas constructivas u operativas, así como respecto de la extensión física del sistema de transporte,

- Indicar los métodos, procedimientos, instrucciones y/o listas de verificación (procedimientos de verificación) que aplicará para la atención de la solicitud de servicio;
- Técnicas estadísticas a aplicar;
- Los recursos humanos necesarios (desglosando las horas-hombre) a utilizar, y
- Periodo de ejecución (desglosando por fases y/o actividades con la duración de cada una)

4.7 La UV debe realizar la verificación en los términos de la Ley y su Reglamento, mediante la cual verificará que el sistema de transporte cumpla con lo dispuesto en esta Norma. La UV debe elaborar informes, Actas circunstanciadas y Dictámenes, según corresponda, para reflejar el resultado de la verificación practicada.

4.7.1 Los informes, actas circunstanciadas y dictámenes que elabore la UV, además de cumplir con los requisitos establecidos en las disposiciones jurídicas aplicables, deben contener la evaluación de la conformidad de esta Norma.

4.7.2. En cada visita de verificación, la UV debe levantar una Acta circunstanciada en la que debe asentar las evidencias encontradas, particularmente las observaciones, hallazgos y no conformidades acorde a sus procedimientos de verificación.

4.7.3 El Permisionario o Transportista puede formular las precisiones que estime pertinentes y ofrecer pruebas a la UV durante la verificación o dentro del plazo máximo de cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el Acta circunstanciada. En su caso, el Permisionario o Transportista deberá entregar a la UV la información convenida en los plazos acordados.

4.7.4. La UV puede emitir informes al Permisionario o Transportista, a efectos de informarle el estado que guarda el proceso de verificación y las condiciones específicas del sistema de transporte respecto a esta Norma.

4.7.5. La UV debe emitir un Dictamen en base a los informes y Actas circunstanciadas levantadas.

4.8 La UV debe entregar el Dictamen al Permisionario o Transportista. En su caso, el Permisionario o Transportista debe presentar el dictamen ante la Comisión o ante las instancias que lo requieran para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.

4.9 Los gastos que se originen por los servicios de verificación deben ser a cargo del Permisionario o Transportista en conformidad con el artículo 91 de la LFMN.

5. Sistema de transporte de gas

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo de los aspectos técnicos siguientes:

- A.** Diseño
- B.** Materiales y equipos
- C.** Construcción y pruebas
- D.** Operación, mantenimiento y seguridad

5.1 Revisión de la información documental

El objetivo es que la UV identifique el sistema de transporte por auditar, verifique que la documentación está completa y que las especificaciones de diseño, construcción, de materiales y equipo, así como los procedimientos de construcción, operación, mantenimiento y seguridad cumplen con los requisitos de esta Norma, y en lo no previsto por ésta, con las Prácticas internacionalmente reconocidas. Para llevarla a cabo la UV debe recabar, entre otros, los documentos siguientes:

- a)** Título de permiso y sus anexos;
- b)** Las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas indicadas en esta Norma, y

c) Las Normas ISO y prácticas internacionalmente reconocidas aplicadas por el Permisionario o Transportista para cubrir los aspectos no previstos por las Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas aplicables.

A. Diseño

5.1.1 La UV debe verificar que el Permisionario o Transportista dispone de la información siguiente:

- a)** Normas, códigos, estándares y procedimientos aplicados en el diseño del sistema de transporte;

b) La metodología de cálculo utilizada por el Permisario o Transportista para la determinación de espesores, diámetros, capacidad de los ductos y presiones del sistema. Debe confirmar la existencia de un procedimiento de actualización de las memorias de cálculo del sistema;

c) Procedimiento para la actualización del cálculo de flujos y presiones mediante la comprobación que el diseño del sistema de transporte de gas cumple con los flujos y presiones críticas del sistema cuando opera bajo las condiciones de máxima demanda de gas;

d) Memoria de cálculo para verificar que las dimensiones y resistencia mecánica de los materiales, componentes, accesorios y equipos del sistema cumplen con los requisitos de esta Norma;

e) La memoria de cálculo que permita verificar que el trayecto e instalación de la tubería así como las obras especiales para protección de la tubería, por ejemplo, cruzamientos con carreteras y vías de ferrocarril, ríos, canales y vías de navegación cumplan con los requisitos de la norma y que los riesgos del suelo y fenómenos naturales como inundaciones, marejadas, desplazamientos del suelo y terremotos estén considerados en el diseño y ubicación de los elementos de los sistemas de transporte tales como:

i. Puntos de recepción de gas del sistema;

ii. Localización de válvulas de seccionamiento;

iii. Instrumentación, válvulas y dispositivos de seguridad de las estaciones de medición y regulación;

iv. Ubicación de registros, y

v. Ubicación de los componentes del sistema de protección catódica tales como: ánodos, rectificadores de corriente, postes para toma de lecturas de potencial entre la tubería y la tierra.

5.1.1.1 La UV debe comprobar que las especificaciones de diseño del sistema de transporte de gas cumple con esta Norma, para lo cual verificará que dicho sistema cumple, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla 1. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad del diseño del sistema de transporte de gas con esta Norma. La UV podrá consultar la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla 1, en la cual están indicados algunos documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla 1.- Resumen de requisitos mínimos de diseño para la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de gas

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-007-SECRE-2013	Otras normas	ASME B31.8-2012	DOT 49 CFR 192-09	Otras normas
Flujo, presiones, gradientes de presión y diámetros de la tubería					AGA, Technical report No. 10; Steady flow in gas pipelines Fluid Flow Model.
Tubería nueva	6.2.1	NOM-003-SECRE-2002, 5.2.1 a 5.2.3; 6.2.1 a 6.2., NMX-B-177-19907		192.55	
Tubería usada	6.2.2	NMX-B-177-1990		192.55	
Requisitos generales	7.1	NOM-003-SECRE-2002, 5.1.1 a 5.1.5; 6.1.1 a 6.1.3		192.63	

Clase de localización	7.3; 7.4		840.2	192.5	
Espesor de pared de tubería de acero	7.7 a 7.12		841.11	192.105; 192.107; 192.113; 192.115	
Determinación de la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP)	7.3, 11.6				
Tubería de polietileno	7.14 a 7.18				
Protección contra cargas externas	7.2		840.1; 841.113; 841.114	192.103; 192.111	
Componentes especiales	7.21 a 7.24		831.35; 831.4; 831.5; 831.6	192.153; 192.155; 192.157	
Flexibilidad	7.30			192.159	
Soportes y anclajes	7.31			192.161	
Válvulas de seccionamiento	7.36; 7.37		831.1; 846.11; 846.21	192.145	
Protección contra sobrepresiones	7.42 a 7.43		845.1; 845.21	192.195; 192.197	
Estaciones de medición y/o regulación, trampa de diablos	7.51 a 7.56	NOM-003-SECRE-2002, 7.1.1 a 7.1.11	845.3; 845.4	192.199; 192.201; 192.353; 192.355; 192.357; 192.359	
Estaciones de compresión	7.32 a 7.42		843.5	192.163 a 192.173	NOM-001-SEDE; ANSI/NFPA 70
Registros	7.44 a 7.47	NOM-003-SECRE-2002, 7.3.1 a 7.3.8	847.1 a 847.4	192.183; 192.185; 192.187	
Control de la corrosión externa	7.57		861; 862.1; 862.111	192.455; 192.457	*a): 5; 5.1; 5.2; * b): Sección 3
Control de la corrosión en ductos e instalaciones superficiales	7.59 a 7.62		862.1		*a): 5.2.1; * b): Secciones 6 y 7
Recubrimiento externo	7.63		862.112	192.461	*a): 5.1; *b): Secciones 4 y 5; NMX-S-14-SCFI-1993
Separación entre tuberías	7.5				*b): 4.3.10; 4.3.11
Control de la corrosión atmosférica	7.60		862.12	192.479; 192.481	

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

*a) Apéndice I Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

*b) NACE RP0169-92; Práctica Internacional Reconocida. Control de la corrosión externa en sistemas de tubería metálicos enterrados o sumergidos.

B. Materiales y equipos

5.1.2 La UV debe verificar que las especificaciones de los materiales y equipos utilizados en la construcción del sistema de transporte de gas, cuentan con los Reportes de Pruebas de Materiales y hojas de especificación.

5.1.2.1 La UV debe verificar que el Permisionario o Transportista cuenta con los Reportes de Pruebas de Materiales de tuberías, conexiones, accesorios, válvulas, reguladores, medidores, así como la de los equipos especiales tales como estaciones de compresión y/o modulares de estaciones de medición y/o regulación.

5.1.2.2 La UV debe comprobar que los materiales y equipos del sistema de transporte de gas cumplen con esta Norma, para lo cual verificará que dicho sistema cumple, por lo menos, con las especificaciones indicadas en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla 2. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad de los materiales y equipos del sistema de transporte de gas con esta Norma. La UV podrá consultar la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla 2, en la cual están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla 2.- Resumen de requisitos mínimos de los materiales y equipos para la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de gas

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Materiales y equipos	NOM-007-SECRE-2013	Otras normas	ASME B31.8-2012	DOT 49 CFR 192-12	Otros documentos
Requisitos generales	6.1			192.53	
Tubos de acero	6.2.1, 6.4	NMX-B-177-1990	814.11	192.55; 192.107; 192.109	NOM-B-177-1990; API 5L; ASTM A53; A106; A333/A333M; A381; A671; A672; A691
Tubos usados	6.2.2			192.55	
Tubería de polietileno	6.5				
Transporte de tubería	6.3			192.65	API RP5L; RP5LW
Componentes estándar	7.19 a 7.21;		814.2; 831.31; 831.32	192.143; 192.144; 192.149	ANSI B 16.9; MSS SP-75
Válvulas	7.22		831.11; 831.12	192.145	ANSI B 16.33; B 16.34; B16.38; API 6A; 6D
Bridas y accesorios bridados	7.23		831.21	192.147	ASME/ANSI B16.5; MSS SP-44
Reguladores	7.55		831.13	192.197	
Medidores	7.56				

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de referencia de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

C. Construcción y pruebas

5.1.3 La UV debe verificar el cumplimiento del programa detallado de construcción y pruebas, correspondiente a cada una de las etapas del proyecto.

5.1.3.1 La UV debe verificar que exista correspondencia entre el programa de construcción, las actividades desarrolladas en el sitio, lo indicado en los planos constructivos y lo establecido en el título de permiso.

5.1.3.2 La UV debe verificar que el Permisionario o Transportista cuenta con manuales de procedimientos para el proceso de construcción y que son aplicados por los responsables de la construcción del sistema de transporte de gas.

5.1.3.3 La UV debe constatar que el Permisionario o Transportista dispone de los certificados de calibración de los aparatos de medición utilizados en las pruebas.

5.1.3.4 La UV debe verificar que el Permisionario o Transportista cuenta con la metodología, instrumentos y equipos adecuados para realizar pruebas de hermeticidad.

5.1.3.5 La UV debe verificar los registros de las pruebas realizadas por el Permisionario o Transportista.

5.1.3.6 La UV debe comprobar que el proceso de construcción y pruebas del sistema de transporte de gas cumple con esta Norma, para lo cual verificará que dicho sistema está acorde por lo menos, con las especificaciones indicadas en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla 3. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma, en el proceso de construcción y pruebas del sistema de transporte de gas. La UV podrá consultar la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla 3, en la cual están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla 3.- Parte 1.- Resumen de requisitos mínimos del proceso de construcción y pruebas para la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de gas

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del proceso	NOM-007-SECRE-2013	Otras normas	ASME B31.8-2012	DOT 49 CFR 192-12	Otras normas
Requisitos generales	9.1, 9.2		841.31	192.301 a 192.309; 192.317	
Ancho mínima de la seguridad del sistema	9.3				
Espaciamiento mínimo entre estructuras subterráneas	7.5		841.143	192.325	
Encamisado	9.7		841.144	192.323	
Cubierta mínima	7.6.2		841.141; 841.142	192.319; 192.327	
Instalación de tubos, inspección y reparación de daños	9.6 y 9.8		841.22; 841.24; 841.25	192.319; 192.327	
Cambio de dirección	9.4		841.23	192.313; 192.315	
Juntas a inglete	8.8		841.232	192.233	
Soldadura de tuberías	8.1 a 8.2		821.1; 821.2; 821.7	192.221; 192.225	API 1104; ASME Código para calderas y recipientes a presión, sección IX
Procedimientos de soldadura	8.2.1; 8.3; 8.4		821.3 a 821.5; 823		
Requisitos de los soldadores	8.5; 8.6		823	192.227; 192.229	
Aplicación de soldadura	8.2, 8.7; 8.9		821.6; 822; 824; 825	192.231; 192.235	

Inspección, pruebas y reparación de soldaduras	8.10 a 8.15		826; 827	192.241; 192.243; 192.245	
Pruebas de hermeticidad	10.1 a 10.13		841.32 a 841.36	192.503, 192.505; 192.515; 192.517	
Soportes y anclajes	7.31			192.161	
Estaciones de Compresión	7.32 a 7.41		843.1; 843.2	192.163 a 192.173	NOM-001-SEDE; ANSI/NFPA 70
Estaciones de medición y regulación	11..33 a 11.36			192.199; 192.201	
Registros	7.45 a 7.47		847.1 a 847.4	192.183 a 192.189	

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

D. Operación, mantenimiento y seguridad

5.1.4 La UV debe verificar que el Permisario o Transportista cuente con un documento que contenga la memoria técnico-descriptiva, relativa a la operación y mantenimiento del sistema que incluya lo siguiente:

- a) Ubicación de las instalaciones
- b) Calidad del gas
- c) Capacidad máxima de diseño
- d) Memoria de cálculo (incluye el cálculo del análisis hidráulico)
- e) Condiciones de operación
- f) Especificaciones del sistema
- g) La protección que se instalará para evitar la corrosión de las tuberías.

5.1.4.1 La UV debe verificar la existencia de manuales y procedimientos escritos, que estén disponibles y sean del conocimiento del personal operativo. Asimismo, debe requerir evidencias documentales de su aplicación. El Manual debe incluir al menos los puntos siguientes, pero no limitarse a los siguientes:

5.1.4.1.1 Operaciones anormales

Los procedimientos que incorpore en este punto, deben informar con toda claridad de la manera en que se deba dar respuesta para corregir la operación anormal del sistema de transporte en acontecimientos como los siguientes:

- Cierre de válvulas y paros no intencionales
- Incremento o disminución en la presión o en el rango de flujo fuera de los límites de operación normal
- Pérdida de comunicaciones
- Operación de cualquier dispositivo de seguridad
- Cualquier otra causa que provoque mal funcionamiento de algún componente, desviación de la operación normal, o error humano que pudiera traer como consecuencia condiciones de riesgo al personal o instalaciones

5.1.4.1.2 Mantenimiento y operación normal del sistema de transporte

5.1.4.1.3 La puesta en servicio y sacar de servicio cualquier parte del sistema de transporte

5.1.4.1.4 La operación, mantenimiento y reparación de tuberías, válvulas, equipos y accesorios

5.1.4.1.5 El control de corrosión de tuberías de acero

5.1.4.1.6 El procedimiento para efectuar trabajos en zanjas con presencia de gas o vapores

5.1.4.1.7 El procedimiento para efectuar inspección y pruebas periódicas del equipo de limitación de presión

5.1.4.1.8 Programas de entrenamiento para la operación y mantenimiento

5.1.4.1.9 El Procedimiento para efectuar trabajos de mantenimiento en tuberías en operación

5.1.4.1.10 El Procedimiento para la inspección de los dispositivos de relevo y control de presión, se debe señalar en el mismo, la frecuencia de inspección

5.1.4.1.11 Perforación de tuberías bajo presión

5.1.4.1.12 Purgado de tuberías

5.1.4.1.13 Reparación de fugas

5.1.4.1.14 Inspección de fugas señalando la periodicidad en conformidad con la clase de localización

5.1.4.1.15 Vigilancia continua y patrullaje marcando periodicidad

5.1.4.1.16 Procedimiento y programa para reacondicionamiento de tuberías

5.1.4.1.17 Reparación de tuberías

5.1.4.1.18 Reparación de soldaduras

5.1.4.1.19 Procedimiento para retiro de servicio de instalaciones

5.1.4.1.20 El mantenimiento de válvulas. En el caso de las manipuladas durante una emergencia, debe señalar el periodo del mantenimiento

5.1.4.1.21 El mantenimiento de registros

5.1.4.1.22 El mantenimiento de las instalaciones para el control de la corrosión,

- En recubrimientos
- La reparación de tuberías por el efecto de corrosión
- El reemplazo de tuberías con corrosión generalizada

5.1.4.1.23 El procedimiento de paro de emergencia de estaciones de compresión, regulación y medición, así como instalaciones de entrega.

5.1.4.1.24 Procedimiento de operación y mantenimiento del equipo contra incendio

5.1.4.1.25 El procedimiento de la verificación de calibración de medidores, señalando el intervalo del mantenimiento

5.1.4.1.26 Los Procedimientos de soldadura

5.1.4.1.27 Los Procedimientos de pruebas no destructivas de soldaduras

5.1.4.1.28 Los Procedimientos de pruebas de hermeticidad

ESTACIONES DE COMPRESIÓN

5.1.4.1.29 El mantenimiento de la(s) estación(es) de compresión, regulación y medición, así como instalaciones de entrega

5.1.4.1.30 El arranque, operación y paro programado de las unidades de compresión

5.1.4.1.31 Inspección y prueba de dispositivos de relevo en estaciones de compresión

5.1.4.1.32 Prueba de dispositivos de paro a control remoto

5.1.4.1.33 Procedimientos para aislar y purgar equipos de compresión antes de entrar en servicio

5.1.4.1.34 Mantenimiento a equipo de detección de fugas y alarmas

5.1.4.1.35 Para estaciones de compresión donde existan condiciones de corrosión elevadas, procedimiento de inspección de tuberías, accesorios, equipos y compresores

ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN

5.1.4.1.36 Los procedimientos para el mantenimiento, inspección y pruebas de la(s) estación(es) de regulación y medición, así como de las instalaciones de entrega.

5.1.4.1.37 Prueba de dispositivos de relevo de presión en estaciones de regulación y medición

5.1.4.1.38 El arranque, operación y paro programado de las estaciones de regulación y medición de gas

5.1.4.1.39 La UV debe verificar que la MPOP sea menor o igual a la presión de diseño, que se determina en el numeral 7.7 de esta Norma.

5.1.4.2 Personal calificado para la operación y mantenimiento del sistema de transporte. Se debe verificar que el operador del sistema de transporte este autorizado mediante la Resolución correspondiente emitida por la Comisión.

5.1.4.3 La UV debe verificar que el Permisionario o Transportista cuenta con la información que se menciona a continuación:

a) Informe del cumplimiento a los programas de mantenimiento resumiendo las actividades a efectuarse en el sistema durante el año calendario correspondiente y las ya efectuadas. Dichas actividades deben cubrir como mínimo con lo siguiente:

- Informe de vigilancia y patrullaje, donde se establecerán los cambios en el sistema, como es el caso de los asentamientos humanos, construcciones o excavaciones no autorizadas invadiendo la franja de seguridad del sistema, acceso a válvulas de seccionamiento y estaciones de medición y regulación, cambios en la topografía que pudieran comprometer la seguridad del sistema de transporte de gas, instrumentos, equipos, señalamientos y letreros dañados y condiciones inseguras de la red.
- Informe de reparaciones o sustitución de: tuberías; válvulas de seccionamiento, de bloqueo, reguladoras de presión, dispositivos de seguridad, medidores, e instrumentos, así como reparación de soldaduras.
- Informe de detección, ubicación y reparación de fugas.
- Informe del control de corrosión con los registros de la medición de potenciales tubo-suelo y gráficas de tendencia y de reparación o sustitución de rectificadores de corriente y ánodos de sacrificio.
- Informe de reparación de recubrimientos y prueba de aceptación.
- En el caso de que el sistema contenga estaciones de compresión, los resultados de la inspección y pruebas realizados a los dispositivos de paro a control remoto.
- La periodicidad del mantenimiento y pruebas efectuadas a tuberías, válvulas, equipos, dispositivos de seguridad y control del sistema debe ser la indicada en el programa de mantenimiento y de acuerdo con los procedimientos y esta Norma.
- Programa de capacitación para la prevención y atención de siniestros.

b) Bitácora para la supervisión, operación y mantenimiento de obras e instalaciones, la cual debe incluir como mínimo:

- Listado de la tripulación de operadores que atienden el sistema de transporte de gas.
- Reportes de mantenimiento atendidos por el operador en turno, incluyendo una breve descripción de las actividades desarrolladas, personal participante, duración de los trabajos y si las reparaciones se terminaron satisfactoriamente.
- Listado de reparaciones y actividades a ser atendidas en el siguiente turno.
- Condiciones de emergencia que se presentaron durante la jornada y las acciones que se tomaron para su atención y solución.
- Levantamiento instantáneo de condiciones operacionales (calidad del gas suministrado, presión, temperatura, flujo de gas, diferenciales de presión en separadores de líquidos o filtros, puntos de ajuste de válvulas reguladoras, niveles, etc.).

- Reportes de tuberías, accesorios, equipos, dispositivos de seguridad, válvulas, instrumentos y, en general, de los componentes del sistema que se encuentran dañados y no han sido reparados.
- Paros de emergencia y reducciones repentinas de presión en cualquier sección del sistema, necesarias para evitar riesgos al operador o a las instalaciones. Se encuentran incluidas las sesiones de mantenimiento rutinarias que requieren sacar de servicio alguna sección del sistema de transporte de gas.
- La constancia de que los simulacros operacionales o de emergencias se efectuaron de acuerdo a programa.
- Programa de capacitación para la prevención y atención de siniestros.

c) Los medios para la atención de quejas, reportes y emergencias, deben incluir la siguiente información:

- Procedimientos escritos y su aplicación.
- Oficinas y/o números telefónicos específicos.
- El método para clasificar las llamadas de emergencia así como el tiempo de respuesta dado a cada una de las llamadas.
- Los registros históricos de este servicio.

5.1.4.4 La UV debe verificar que el Permisario o Transportista asegura el funcionamiento correcto del sistema mediante los programas siguientes:

a) Mantenimiento preventivo del sistema.

b) Mantenimiento a la protección catódica.

c) Programa de reemplazo de tuberías y/o accesorios, basado en la inspección y avalados con su correspondiente prueba de hermeticidad.

d) Calibración, mantenimiento y/o reposición de medidores.

e) Monitoreo de fugas.

f) Inspección, mantenimiento y calibración de reguladores de presión.

g) Inspección, mantenimiento y calibración de válvulas de relevo de presión.

h) Inspección, mantenimiento y prueba de válvulas de seccionamiento.

5.1.4.5 La UV debe comprobar que la operación y mantenimiento del sistema de transporte de gas cumple con esta Norma, para lo cual verificará que dicho sistema está acorde por lo menos, con las especificaciones indicadas en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla 4. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma, en la operación y mantenimiento del sistema de transporte de gas. La UV podrá consultar la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla 4, en la cual están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla 4.- Parte 1.- Resumen de requisitos mínimos de la operación y mantenimiento para la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de gas

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-007-SECRE-2013	Otras normas	ASME B31.8-2012	DOT 49 CFR 192-12	Otras normas
Especificaciones del gas natural		NOM-001-SECRE-2010, 5.1		192.605	NOM-001-SECRE-2010
Procedimientos de operación y mantenimiento	11.1, 11.2		850.2; 850.3	192.605, 192.620	
Señalamientos	11.16		851.7	192.707	

Vigilancia	11.14		851.1	192.613	
Patrullaje	11.15		851.2	192.605; 192.705	
Detección de fugas	11.13, 11.15.3		851.3	192.605, 192.706	
Dispositivos de control de presión	11.8			192.605	
Válvulas	11.9		853.41; 853.44; 853.45	192.605; 192.745	
Registros	11.10		853.5	192.605; 192.749	
Control de la corrosión externa	7.57			192.605	
Control de la corrosión interna	7.58			192.605	
Medición del espesor	11.42			192.605	
Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP)	11.6.4			192.619; 192.620	
Dispositivos de inspección interna	7.25			192.620	
Estaciones de medición y regulación	11.34		853.3	192.605; 192.739; 192.743	
Dispositivos de relevo de presión	11.35.1				
Reparaciones y pruebas	11.19.2, 11.19.4; 11.20 a 11.28		851.4; 851.5	192.711 a 192.719	
Perforación de tuberías	11.11				API 2201
Purgado de tuberías	11.12		841.275	192.629	
Cambio en la clase de clase de localización	11.7		855		
Evaluación de ingeniería	11.41.1				
Desactivación y abandono de tuberías	11.43 y 11.45		851.8	192.727	
Reactivación de tubería	11.44		851.9; 856		
Programa de capacitación y/o entrenamiento	8.2.2, 11.5				

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de referencia de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

5.1.5 Programa de Prevención de Accidentes

La UV debe verificar que el Permisionario o Transportista cuenta con el Programa de Prevención de Accidentes (PPA), mismo que debe cumplir con los requerimientos del Apéndice V Guía para la elaboración del Programa para la Prevención de Accidentes, de esta Norma.

5.1.6 La UV debe comprobar que el sistema de transporte de gas cumple con los requisitos de seguridad de esta Norma, para lo cual verificará que dicho sistema está acorde por lo menos, con las especificaciones indicadas en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla 5. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma, en la seguridad del sistema de transporte de gas. La UV podrá consultar la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla 5, en la cual están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema

Tabla 5.- Parte 1.- Resumen de requisitos mínimos de seguridad para la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de gas

Parte 1.- Requisitos mínimos		Parte 2.- Documentos de referencia		
Característica del sistema	NOM-007-SECRE-2013	ASME B31.8-2012	DOT 49 CFR 192-12	Otras normas
Programa de Prevención de Accidentes	12.1	850.41		
Procedimiento de Prevención de daños	12.2			
Capacitación y simulacros	12.3			
Sistema de Administración de la Integridad de Ductos (SAID)	13.1.1	850.42		

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de referencia de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

5.2 Verificación en campo

El objetivo de la verificación en campo es que la UV compruebe que las especificaciones y criterios establecidos en los documentos examinados de conformidad con el numeral 5.1 Revisión de la información documental de este apéndice, se aplican en el diseño, construcción, arranque, operación y mantenimiento del sistema de transporte de gas, para lo cual, una vez que termine la revisión documental, la UV debe inspeccionar las instalaciones del sistema. La UV debe establecer un plan específico para realizar la inspección del sistema, el cual debe considerar, pero no limitarse a, la verificación de los puntos siguientes:

a) Durante el proceso de construcción del sistema, debe verificar que el personal responsable de efectuar la construcción del sistema de transporte de gas tiene la calificación y capacitación requerida sobre los procedimientos de construcción para que dichos procedimientos sean aplicados correctamente.

b) Para el dictamen de inicio de operaciones, la UV deberá comprobar que el sistema, ampliación, ramal o ducto a ser verificado, no se encuentra empacado ni está conduciendo gas.

c) Los materiales y accesorios empleados en las tuberías de líneas principales y ramales del sistema de transporte de gas, estaciones de regulación y medición, estaciones de entrega de gas y estaciones de compresión del sistema.

d) Los equipos utilizados para la medición del gas, deben corresponder con las especificaciones de los manuales del fabricante.

e) Las especificaciones de las válvulas críticas del sistema (reguladoras, de seccionamiento, de seguridad) deben cumplir con lo establecido en los Reportes de Pruebas de Materiales y particularmente en las hojas de especificación correspondientes. En el caso de las válvulas reguladoras y de seccionamiento, debe comprobar el funcionamiento de las mismas.

f) La ubicación de las válvulas críticas del sistema: reguladoras, de seccionamiento y de seguridad, con respecto a la localización que se encuentra en los planos respectivos.

g) La comprobación de que las obras efectuadas corresponden con lo construido y son congruentes con los planos del sistema. Se debe verificar que el sistema corresponda con lo establecido en el título de permiso correspondiente. La UV debe indicar la etapa a la que está dando cumplimiento el Permisionario o Transportista.

h) Revisar la bitácora de supervisión, operación y mantenimiento.

i) Comprobar en forma aleatoria los señalamientos y letreros de la franja de seguridad del sistema por donde se instalan los ductos de transporte de gas.

j) La implantación del sistema de protección catódica conforme con sus especificaciones y características del equipo y el tramo que protege, así como el tipo de protección, de ánodo de sacrificio o corriente impresa y la ubicación de los puntos de medición; asimismo debe constatar la edad del sistema y el estado de los postes de medición de potencial y de los aisladores en válvulas de seccionamiento.

k) Los procedimientos de construcción, entre otros: profundidad de zanjas, instalación de tubería de acero, instalación de tubería de polietileno, tomas de servicio, señalización, inspección de soldaduras, compactación, cama de arena, tipo de relleno utilizado, cinta de polietileno de advertencia, cable guía, etc.

l) Verificar que los soldadores estén calificados conforme con el procedimiento empleado y que cuentan con la identificación correspondiente.

m) Los señalamientos y letreros de la franja de seguridad de los ductos del sistema de transporte de gas.

n) Verificar que las estaciones de medición y regulación, estaciones de entrega de gas y estaciones de compresión del sistema se encuentran debidamente protegidas del exterior, con letreros y señalamientos de advertencia, el equipo de seguridad requerido y la ubicación, tipo y cantidad apropiada de extintores y equipo contra incendio, así como el control de acceso a dichas instalaciones.

o) La UV debe corroborar la difusión y correcta implantación del PPA y presentar la evidencia correspondiente de su corroboración.

6. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo del sistema de control de la corrosión externa de los aspectos siguientes:

A. Diseño

B. Materiales, componentes y equipos

C. Construcción y pruebas

D. Operación y mantenimiento

E. Seguridad

6.1 Revisión de información documental

La UV debe verificar que el sistema de control de la corrosión externa cuenta con documentación completa que asegure que su diseño y construcción, materiales y equipo, así como su operación, mantenimiento y seguridad cumplen con los requisitos de esta Norma. Para tales efectos, la UV debe recabar y revisar la información siguiente:

a) Título de permiso y sus anexos;

b) La información del sistema según se especifica en los numerales 3.12.1 y 3.12.2 del Apéndice I de esta Norma

c) Los registros para el control de la corrosión de acuerdo con los numerales 3.13 y 3.13.1 a 3.13.4 del Apéndice I de esta Norma.

A. Diseño

6.1.1 Para las tuberías nuevas la UV debe dictaminar que las actividades marcadas por el numeral 3.2.1 del Apéndice I de esta Norma estén avaladas por un técnico especialista reconocido y que dicho trabajo esté basado sobre estudios detallados del medio que rodea a la tubería, realizados por un técnico especializado, en los cuales, se deben considerar al menos los aspectos siguientes:

a) Determinación de la naturaleza del suelo. La UV debe verificar que el estudio comprenda la determinación de la resistividad del suelo conforme con el numeral 3.8.2 del Apéndice I de esta Norma. El pH y la composición del suelo son, asimismo, propiedades importantes para definir su naturaleza.

b) Riesgos específicos de la zona.- La UV debe verificar que el estudio considere los cambios posibles de las condiciones del suelo a consecuencia de la irrigación, derrames de sustancias corrosivas, contaminación y cambios del contenido de humedad en el suelo derivados de las diferentes estaciones en el año y condiciones meteorológicas tales como lluvias intensas y tormentas eléctricas.

c) Experiencia.- La UV debe verificar si el estudio estima la corrosividad probable haciendo referencia a la experiencia real de corrosión en estructuras metálicas similares, así como a la historia de tuberías similares en la que son de gran utilidad los histogramas tiempo-frecuencia acumulada de ocurrencia de fugas por corrosión.

d) Agentes externos.- La UV debe verificar que el estudio considere la proximidad de agentes externos con el fin de disponer de las protecciones adecuadas para minimizar sus efectos posibles sobre el sistema de tuberías, entre ellas, sin ser limitativo, están las corrientes parásitas derivadas de vías férreas electrificadas, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, protecciones catódicas ajenas, aterrizamientos de motores, controles y sistemas eléctricos, etc.

6.1.1.1 Diseño del sistema.- En caso de que sea necesario instalar un sistema de control de la corrosión externa, la UV debe verificar que su diseño esté avalado por un técnico especialista. La verificación del sistema comprende los recubrimientos y la protección catódica de la tubería, los cuales deben ser inspeccionados y probados como se indica a continuación.

6.1.1.2 Protección catódica.- La UV debe identificar los diferentes tipos de protección catódica en el sistema y verificar que su diseño cumpla con lo establecido por el Apéndice I de esta Norma. Para llevar a cabo la verificación la UV debe separar los tramos de tubería por tipo de protección, los cuales se deben registrar en el formato siguiente:

Tubería con protección catódica

Tipo de protección	Diámetro, mm	Longitud, m	Superficie, m²
Ánodos galvánicos			
Corriente impresa			
Total			

6.1.1.3 La UV debe verificar que la continuidad eléctrica esté asegurada en las uniones no soldadas de la tubería.

6.1.1.4 La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los aislamientos eléctricos que separan los tramos.

6.1.1.5 La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los puentes eléctricos con otras tuberías y estructuras de acero.

6.1.1.6 Protección por ánodos galvánicos o de sacrificio.- La UV debe verificar el procedimiento aplicado para diseñar el sistema de protección catódica y que los ánodos galvánicos cumplen con la finalidad de protección descrita en el Apéndice I de esta Norma. La UV debe registrar sus especificaciones en el formato siguiente:

Especificaciones de las camas de ánodos galvánicos

Ubicación de la cama de ánodos	
Característica	Especificación
Cantidad de los ánodos	
Tipo	
Peso	
Profundidad	
Relleno	

6.1.1.7 Protección por corriente impresa.- La UV debe verificar el procedimiento aplicado para diseñar el sistema de protección catódica y que las fuentes de corriente impresa cumplen con la finalidad de protección descrita en el Apéndice I de esta Norma. La UV debe registrar sus especificaciones en el formato siguiente:

Especificaciones de las fuentes de corriente impresa

Ubicación	
Descripción	
Característica	Especificación
Tipo de regulación	Automática o manual
Configuración	Modular o unidad
Alimentación	Monofásico o trifásico
Tensión de alimentación	

Especificaciones de las camas de ánodos inertes

Ubicación de la cama de ánodos	
Característica	Especificación
Cantidad de los ánodos	
Tipo	
Peso	
Profundidad	
Relleno	

6.1.1.8 Estaciones de medición del control de la corrosión.- La UV debe verificar que el sistema cumple con los requisitos del numeral 3.9.1 del Apéndice I de esta Norma.

6.1.1.9 La UV debe comprobar que las especificaciones de diseño del sistema de control de la corrosión externa cumplen con la Norma, para lo cual debe verificar que dichas especificaciones están acorde, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla A. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla A están indicados algunos documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla A.- Resumen de requisitos mínimos de diseño para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-007-SECRE-2013; Apéndice I	NACE RP 0169-2007	DOT 49 CFR 192-12	ASME B31.8-2012
Requisitos generales	3	Sección 3	192.451; 192.453	861; 862.111
Recubrimientos	3.1	Secciones 2, 4, 5 y 10	192.461	862.112
Tuberías nuevas	3.2.1	Secciones 6 y 7	192.455	862.1
Tuberías existentes	3.2.2	Secciones 6 y 7	192.455; 192.457	862.2
Ánodos de sacrificio	3.3.1	7.4.1	192.463	862.113
Corriente impresa	3.3.2	7.4.2	192.463	862.113
Puentes eléctricos	3.2.3			
Separación entre tuberías	3.9.3	4.3.10 y 4.3.11		862.117; 862.218
Aislamiento eléctrico	3.4; 3.4.1	4.3	192.467	862.114
Estaciones para medición de potencial	3.9.1	4.5	192.469; 192.471	862.115
Protección contra interferencias	3.9.2	Sección 9	192.473	862.116; 862.215; 862.224

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

B. Materiales, componentes y equipos

6.1.2 La UV debe verificar que los materiales, componentes y equipos utilizados en el sistema de control de la corrosión externa, cuentan con certificados o registros, en su caso, de cumplimiento con las normas aplicables. De manera enunciativa mas no limitativa, se deben verificar los componentes siguientes:

6.1.2.1 Tubos con recubrimiento aplicado en planta.- La UV debe verificar que los tubos con recubrimiento aplicado en planta cuentan con certificados o registros, en su caso, de cumplimiento con las normas aplicables. La UV debe recabar y registrar al menos la información requerida en el formato siguiente:

Especificaciones de los recubrimientos aplicados en planta

Propiedad	Método de prueba	Requisito	Evaluación de la propiedad
Material			
Resistividad		Alta	
Absorción de agua		Baja	
Permeabilidad al vapor de agua		Muy baja	
Permeabilidad al oxígeno			
Resistencia a los agentes atmosféricos		Buena	
Adherencia al metal		Buena en un rango amplio de temperaturas	
Resistencia a los esfuerzos mecánicos, abrasión, impacto, penetración, etc.			

Resistencia a la radiación ultravioleta		Buena	
Espesor		Adecuado y uniforme	
Defectos		No debe tener	
Compatibilidad con el Sistema de protección catódica.		Buena	
Resistencia al desprendimiento catódico		Buena	

6.1.2.2 Recubrimientos para aplicar en campo.- La UV debe verificar que los recubrimientos para aplicar en campo cuentan con Reportes de pruebas de materiales, en su caso, de cumplimiento con las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, y a falta de éstas, con las normas y lineamientos internacionales, y a falta de éstas con las normas o códigos extranjeros. Asimismo, la UV debe verificar que dichos recubrimientos sean compatibles con los demás recubrimientos utilizados, que exista un método especificado por el proveedor para su aplicación, y que las características de calidad del recubrimiento una vez aplicado, estén garantizadas por dicho método. Los recubrimientos pueden ser aplicados en campo como líquidos o semilíquidos, o como cintas, manguitos cerrados o abiertos. Asimismo, se deben identificar los que son para capa primaria, para capas de acabado.

a) La UV debe verificar que esté especificado el procedimiento para la preparación de las superficies desnudas e intermedias para la aplicación de recubrimientos para capa primaria.

b) La UV debe especificar la marca comercial registrada y las normas aplicadas para los certificados o registros, en su caso, de los recubrimientos utilizados para aplicar en campo, en el formato siguiente:

Registro de los recubrimientos para aplicar en campo

Recubrimiento	Marca registrada	Certificado o registro de las normas que cumple
Capa primaria		
Capas intermedias		
Capas de acabado		
Cintas		
Manguitos cerrados		
Manguitos abiertos		

c) La UV debe registrar las especificaciones garantizadas por el certificado o registro, en su caso, de los recubrimientos utilizados para aplicar en campo de acuerdo con el formato siguiente:

Requisitos de los recubrimientos para aplicar en campo

Propiedad	Método de prueba	Requisito	Evaluación de la propiedad
Resistividad		Alta	
Compatibilidad		Muy buena	
Adherencia al metal		Muy buena	
Resistencia a la intemperie		Muy buena	
Resistencia a la humedad		Muy buena	
Resistencia a la niebla salina		Muy buena	

Resistencia al repintado		Muy buena	
Resistencia a la abrasión, impacto, penetración, etc.		Buena en un rango amplio de temperaturas	
Protección catódica debida a aditivos a base de Aluminio, Magnesio y Zinc		Buena	

6.1.2.3 La UV debe comprobar que las especificaciones de los materiales, componentes y equipos utilizados en el sistema de control de la corrosión externa cumplen con esta Norma, para lo cual debe verificar que dichas especificaciones están acorde por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla B. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla B están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla B.- Resumen de requisitos mínimos de los materiales, componentes y equipos para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta		
Materiales y Equipos	NOM-007-SECRE-2013, Apéndice I	NACE RP 0169-1996	DOT 49 CFR 192-12	ASME B31.8-2012
Tubos recubiertos		Sección 5		
Recubrimientos para aplicar en campo	3.1	Sección 5	192.461	862.112
Ánodos galvánicos		Sección 7		
Fuentes de corriente impresa		Sección 7		
Conexiones eléctricas		4.4		
Aislantes eléctricos	3.4.1	4.3.6		

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria, ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

C. Construcción y pruebas

6.1.3 La UV debe comprobar que los procedimientos de construcción y pruebas del sistema de control de la corrosión externa cumplen con esta Norma, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos están acorde por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla C. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla C están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla C.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de construcción y pruebas para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta			
Materiales y Equipos	NOM-007-SECRE-2013, Apéndice I	NACE RP 0169-1996	DOT 49 CFR 192-12	ASME B31.8-2012	Otros documentos
Procedimientos para instalación	3.1; 3.1.1 a 3.1.3	Sección 8		841.222; 841.252; 841.253; 862.112	
Criterios de protección catódica	3.5	Sección 6	192.455; 192.463 y Appendix D	Apéndice K	

Perfil de potenciales de polarización	3.6		192.455; 192.463 y Appendix D	Apéndice K	
Máximo potencial tubo / suelo	3.7		192.455; 192.463 y Appendix D	Apéndice K	
Mediciones eléctricas	3.8; 3.8.1; 3.8.2; 3.8.3		192.455; 192.463 y Appendix D	Apéndice K	NACE-TM-0497-1997
Funcionalidad del sistema y plazo para su instalación	3.9		192.455; 192.463 y Appendix D	Apéndice K	
Evaluación de interferencia e interacción con otros sistemas	3.9.2; 3.9.3; 3.12.2	Sección 9	192.473	862.114; 862.116	
Corrección de daños en recubrimientos	3.9.4		192.487		

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

D. Operación y mantenimiento

6.1.4 Debe haber procedimientos y registros para la realización de las siguientes actividades requeridas para el buen funcionamiento del sistema de protección catódica:

- a)** Inspección, manejo, almacenamiento e instalación de ánodos galvánicos.
- b)** Inspección y manejo de las fuentes de corriente impresa.
- c)** Inspección, manejo, almacenamiento e instalación de ánodos inertes.
- d)** Mantenimiento preventivo de las camas de ánodos galvánicos y de ánodos inertes.
- e)** Pruebas de rutina para verificar el comportamiento e integrar el expediente de funcionalidad del sistema, conforme con el numeral 3.9 del Apéndice I de esta Norma.
- f)** Mediciones de resistividad del suelo, potencial tubo / suelo y corrientes eléctricas conforme con los numerales 3.8 y 3.8.1 a 3.8.3 del Apéndice I de esta Norma.
- g)** Verificación del funcionamiento de los electrodos de referencia conforme con el numeral 3.8.1 del Apéndice I de esta Norma.

6.1.4.1 La UV debe comprobar que los procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de control de la corrosión externa cumplen con esta Norma, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos están acorde por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla D. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla D están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla D.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de operación y mantenimiento para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-007-SECRE-2013, Apéndice I	NACE RP 0169-1996	DOT 49 CFR 192-12	ASME B31.8-2012
Fuentes de energía eléctrica	3.10.1	Secciones 10 y 11	192.465	862.116

Camas anódicas	3.10.2		192.463 y Apéndice D	Apéndice K
Conexiones eléctricas	3.10.3		192.465	862.115
Aislamientos eléctricos	3.10.4		192.467	862.114
Potenciales tubo / suelo	3.10.6		192.463 y Apéndice D	Apéndice K
Recubrimientos	3.10.5		192.461	862.112
Documentación del sistema	3.12.1		192.491	
Registros documentales	3.13; 3.13.1 a 3.13.4		192.491	867

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

E. Seguridad

6.1.5 La UV debe comprobar que los procedimientos de seguridad del sistema de control de la corrosión externa cumplen con esta Norma, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos están acorde por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla E. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla E están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla E.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de seguridad para la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica de seguridad	NOM-007-SECRE-2013, Apéndice I	Otras normas	NACE RP 0169-1996	CFR 49 DOT 192-2012	OTROS
Del personal	3.11				
Contra descargas y arcos eléctricos	3.11.1, 3.11.4.1				
Contra acumulación de gases	3.11.2				
De la instalación eléctrica	3.11.3	NOM-001-SEDE-2012			
Del equipo eléctrico	3.11.4.2	NOM-001-SEDE-2012			
Contra corto circuito	3.11.4				
De las pruebas eléctricas	3.11.4.3				
Señalización de instalaciones eléctricas	3.11.5	NOM-001-SEDE-2012			

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

6.2 Verificación en campo

La UV debe verificar en campo que las especificaciones y criterios establecidos en los documentos examinados en conformidad con el numeral 6.1 Revisión de información documental se aplican en la construcción, arranque, operación y mantenimiento del sistema, para lo cual, una vez que termine la revisión documental, la UV debe identificar el estado que guardan las instalaciones del sistema con el fin de efectuar las inspecciones y pruebas que se listan a continuación:

6.2.1 La UV debe verificar que en el proceso de construcción del sistema se cumplen las condiciones siguientes:

a) Los procedimientos del manual de instalación del sistema deben ser aplicados por el personal encargado de realizar la instalación del sistema.

b) El avance de obra debe ser congruente con el programa de construcción. La UV debe informar en el dictamen el grado de avance en cada visita que realiza a las instalaciones.

c) La UV debe verificar en los tramos de tubería principales del sistema, que las dimensiones, el aislamiento y la continuidad eléctrica cumplen con las especificaciones.

d) La UV debe comprobar que los tubos recubiertos y recubrimientos aplicados en campo corresponden con las especificaciones del Reporte de Pruebas de Materiales del producto.

e) La UV debe verificar los procesos diferentes de aplicación de recubrimientos en campo y sus propiedades cuando ya están aplicados, al estar presente durante la realización de pruebas a los mismos.

f) La UV debe verificar que los recubrimientos hayan sido inspeccionados visualmente y revisados con un detector de fallas de aislamiento con alta tensión antes de bajar la tubería en las zanjas.

g) La UV debe verificar la ubicación y el cumplimiento de especificaciones de las camas anódicas; asimismo, que los ánodos galvánicos y los ánodos inertes estén cubiertos totalmente por el material de relleno y que la conexión eléctrica con la tubería esté en buenas condiciones.

h) La UV debe verificar los resultados de las pruebas preoperativas con el fin de confirmar que se cumplen las condiciones del diseño, y que se realizan los ajustes operacionales del sistema cuando son necesarios.

i) La UV debe verificar los perfiles de potenciales de polarización obtenidos conforme con el numeral 3.6 del Apéndice I de esta Norma, sobre la base de los valores medidos de potenciales tubo / suelo, que la UV debe registrar en el formato siguiente:

Potencial de protección

Ubicación de la estación de registro eléctrico:	
Tubería enterrada o sumergida en agua dulce o salada:	
Electrodo de referencia	Cobre / sulfato de cobre o plata / cloruro de plata
Potencial de protección	Numeral 3.5 a) o b) del Apéndice I de esta Norma

Cambios de potencial por corriente impresa

Cambio de potencial de polarización	Numeral 3.5 c) del Apéndice I de esta Norma
Potencial en el punto de impresión	Numeral 3.7 del Apéndice I de esta Norma

j) La UV debe verificar que el control de instrumentos y equipos de medición asegure que siempre se tengan disponibles instrumentos y equipos en condiciones adecuadas para su uso.

k) La UV debe verificar que todos los instrumentos y equipos de medición tengan certificado de calibración vigente.

l) La UV debe verificar que los electrodos de referencia utilizados en las mediciones de diferencias de potencial eléctrico tengan certificado vigente de cumplimiento con las normas aplicables y que su funcionamiento es revisado periódicamente, conforme con el numeral 3.8.1 del Apéndice I de esta Norma.

m) La UV debe verificar las mediciones de las fuentes de corriente impresa conforme con el numeral 3.8.3 del Apéndice I de esta Norma, y que éstas cumplen con las especificaciones del certificado o registro del equipo bajo las condiciones siguientes:

- i. En vacío y a carga plena.
- ii. Sobrecarga y corto circuito en fuentes con regulación automática.
- iii. Calentamiento a carga plena.
- iv. Aislamiento eléctrico antes y después de la prueba de rigidez dieléctrica.
- v. Rigidez dieléctrica.

n) La UV debe verificar que los manuales de procedimientos de operación y mantenimiento, seguridad y aseguramiento de calidad del sistema se encuentren en el lugar de trabajo y que son conocidos y aplicados correctamente por el personal encargado de realizar en campo las actividades descritas en dichos procedimientos.

7. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo del programa de monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas. Dicha revisión debe considerar al menos, los aspectos siguientes:

- A.** Procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas
- B.** Clasificación y control de fugas
- C.** Programas de monitoreo de fugas y registros de resultados

7.1 Revisión de información documental

La UV debe verificar que el Permisionario o Transportista cuente con la documentación completa para el monitoreo, detección, clasificación y control de fugas del sistema de transporte en su totalidad. Para llevar a cabo esta verificación la UV debe revisar, al menos los documentos siguientes:

A. Procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas

7.1.1 La UV debe verificar que los procedimientos y métodos documentados por el Permisionario o Transportista para realizar el monitoreo y detección de fugas sean completos y adecuados para las características del sistema de transporte. Estos procedimientos deben considerar, entre otros, los aspectos siguientes:

a) El procedimiento de control de instrumentos indicadores de gas combustible y de instrumentos de medición debe prevenir que accidentalmente sean utilizados instrumentos en malas condiciones y asegurar que siempre se tengan instrumentos en buenas condiciones disponibles para su uso.

b) El procedimiento para la capacitación y calificación del personal para realizar el monitoreo, detección, clasificación y control de fugas y la documentación que demuestre la aptitud del personal calificado

c) El procedimiento para la autoevaluación de la aplicación del programa de monitoreo, detección, clasificación y control de fugas, así como el registro de los resultados de la aplicación de dicha autoevaluación.

d) El procedimiento para obtener la tendencia de los resultados de la autoevaluación. Esta tendencia debe mostrar una mejora continua en las condiciones de seguridad del sistema de transporte de gas.

7.1.1.1 La UV debe comprobar que los procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas del sistema de gas cumplen con esta Norma, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos y métodos cumplen, por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla F. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la Evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla F están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema

Tabla F.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas para la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de gas

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta	
Procedimientos y métodos	NOM-007-SECRE-2013, Apéndice II	CFR 49 DOT 192-2012	ASME B31.8-2012
Atención de reportes de fugas	3.1	192.613 y 192.614	
Olores o indicaciones de combustibles	3.1.1	192.613 y 192.614	
Recursos humanos	3.2.1		
Recursos materiales	3.2.2		
Indicadores de gas combustible	3.3.1		Apéndice M; M4
Mantenimiento de Indicadores de gas combustible	4.1		Apéndice M; M4
Calibración de Indicadores de gas combustible	4.2		Apéndice M; M4
Detección sobre la superficie del suelo	3.3.1.1		Apéndice M; M3
Detección debajo de la superficie del suelo	3.3.1.2		Apéndice M; M3
Detección por inspección visual de la vegetación	3.3.2		Apéndice M; M3
Detección por caída de presión	3.3.3		Apéndice M; M3
Detección por burbujeo	3.3.4		Apéndice M; M3
Detección por ultrasonido	3.3.5		Apéndice M; M3

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

B. Clasificación y control de fugas

7.1.2 La UV debe comprobar que los procedimientos para la clasificación y control de fugas del sistema de gas cumplen con esta Norma, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos están acorde por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla G. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla G están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas, que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla G.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos para la clasificación y control de fugas para la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de gas

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta	
Procedimiento	NOM-007-SECRE-2013, Apéndice II	CFR 49 DOT 192-2012	ASME B31.8-2012
Descripción, ejemplos y criterios de acción para fugas de grado 1	5.1.1 y Tabla 2		Apéndice M; M5
Descripción, ejemplos y criterios de acción para fugas de grado 2	5.1.2 y Tabla 3		Apéndice M; M5

Descripción, ejemplos y criterios de acción para fugas de grado 3	5.1.3 y Tabla 4		Apéndice M; M5
---	-----------------	--	----------------

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

C. Programas de monitoreo de fugas y registros de resultados

7.1.3 La UV debe verificar que el Permisario o Transportista cuenta con programas para realizar monitoreos de fugas con equipos detectores de gas combustible en la atmósfera de los registros y pozos de visita de estructuras subterráneas tales como sistemas de gas, electricidad, telefónico, fibra óptica, semáforos, drenaje y agua, en ranuras y fracturas del piso de calles y banquetas y, en general, en todos los lugares que propicien la detección de fugas de gas. Todas las tuberías del sistema localizadas en:

a) Clase 3 y 4 se deben inspeccionar al menos una vez al año calendario. El intervalo entre dos inspecciones sucesivas no debe exceder quince meses.

b) Clase 1 y 2 el intervalo entre dos inspecciones sucesivas no debe exceder cinco años. Si las tuberías de acero no tienen protección catódica o no se hace monitoreo del sistema de protección catódica, el intervalo entre dos inspecciones sucesivas no debe ser mayor de tres años.

7.1.3.1 La UV debe comprobar que los programas de monitoreo de fugas y registros de resultados para el sistema de gas cumplen con esta Norma, para lo cual debe verificar que dichos registros están acorde por lo menos, con los requisitos indicados en la Parte 1.- Normas de referencia de la tabla H. Esta contiene el resumen de los requisitos que deben verificarse para la Evaluación de la conformidad con esta Norma. En la Parte 2.- Documentos de consulta de la misma tabla H están indicados documentos de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del gas que la UV puede consultar para tener un conocimiento más amplio del tema.

Tabla H.- Resumen de requisitos mínimos de los programas de monitoreo de fugas y registros de resultados para la evaluación de la conformidad para el sistema de transporte de gas

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta	
Característica	NOM-007-SECRE-2013, Apéndice II	CFR 49 DOT 192-2012	ASME B31.8-2012
Registro de fugas	6.1		
Registro de los monitoreos de fugas	6.2	192.721; 192.723	
Registro de las pruebas de caída de presión	6.2.1		
Autoevaluación	6.3		

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

7.2 Verificación en campo

La UV debe verificar en campo que los procedimientos, métodos, programas y registros establecidos en los documentos examinados en conformidad con el numeral 7.1 Revisión de información documental se aplican en el sistema de transporte, para lo cual, una vez que termine la revisión documental, la UV debe confirmar que dichos documentos se encuentran en el lugar de trabajo de las personas encargadas de aplicarlos, y que dichas personas tienen los conocimientos adecuados para aplicarlos.

México, Distrito Federal, a 19 de noviembre de 2014.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, **Francisco José Barnés de Castro.-** Rúbrica.

Diagrama 1: Instalaciones de un sistema de transporte que están dentro del alcance de esta Norma.