SEGUNDA SECCION

SECRETARIA DE ENERGIA

NORMA Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural (cancela y sustituye a la NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural).

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

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-007-SECRE-2010, TRANSPORTE DE GAS NATURAL (CANCELA Y SUSTITUYE A LA NOM-007-SECRE-1999, TRANSPORTE DE GAS NATURAL).

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 17 y 33, fracción XIX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción VI y último párrafo, 3, fracciones XIV y XXII, 4 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4o., segundo párrafo, 9o., primer párrafo, 11, 14, fracción IV, y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 38, fracción II, 40, fracciones I, III, XIII y XVIII, 41, 44, 45, 46, 47, 51 y 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4 y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 34, 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 7, 59 y 70, fracción VII, del Reglamento de Gas Natural, y 1, 2, 3, fracción VI, inciso a), 33, 34, fracciones XIX, XXII y último párrafo, 35 y 36, fracción III del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Primero. Que, con fecha 4 de febrero de 2000, la Comisión Reguladora de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural.

Segundo. Que, con fecha 25 de octubre de 2006, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2004, Transporte de gas natural, a efecto de recibir comentarios de los interesados.

Tercero. Que, transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47, fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para recibir los comentarios que se mencionan en el considerando anterior, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos estudió los comentarios recibidos y, en los casos que estimó procedentes, modificó el Proyecto de norma en cita.

Cuarto. Que, con fecha 13 de febrero de 2009, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-SECRE-2004, Transporte de gas natural.

Quinto. Que, con fecha 29 de noviembre de 2010, la Comisión Federal de Mejora Regulatoria emitió el Dictamen Final sobre el anteproyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, manifestando que la Secretaría de Energía puede proceder con las formalidades para la publicación de dicho anteproyecto en el Diario Oficial de la Federación.

Sexto. Que, como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores, se concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 44 al 47 y demás relativos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-007-SECRE-2010, TRANSPORTE DE GAS NATURAL

En la elaboración de esta Norma Oficial Mexicana participaron las instituciones siguientes: Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía, Petróleos Mexicanos, Comisión Federal de Electricidad, Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN), Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C., Asociación Mexicana de Profesionales en Gas, A.C., Energía Mayakan, S. de R.L. de C.V., Integrated Gas Services de México, S.A. de C.V. (IGASAMEX), Desarrollo, Tecnología y Planeación, S.A. de C.V.

INDICE

0. Introducción

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. Pruebas de hermeticidad

11. Operación, mantenimiento y seguridad

12. Programa de Prevención de Accidentes (PPA)

13. Vigilancia

14. Concordancia con normas internacionales

15. Bibliografía

16. 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 natural en ductos

Apéndice III. Procedimiento de Evaluación de la Conformidad

0. Introducción

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo establece en el segundo párrafo de su artículo 4o., que los sectores social y privado podrán llevar a cabo, previo permiso de la Secretaría de Energía dado por conducto de su órgano desconcentrado Comisión Reguladora de Energía, el transporte, almacenamiento y distribución de gas, para lo cual podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipo en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

Para contribuir a salvaguardar la prestación de los servicios de transporte de gas natural, fomentar una sana competencia entre los permisionarios del ramo, proteger los intereses de los usuarios correspondientes, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro de gas natural y prestación del mencionado servicio, es necesario contar con una norma técnica de observancia obligatoria que establezca las especificaciones y los requisitos mínimos de seguridad que deben satisfacer los materiales, equipos e instalaciones destinados al transporte de dicho gas; razones por las cuales se emite la presente Norma Oficial Mexicana, que en lo sucesivo se denominará la “Norma”, misma que se publica de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y con el objeto de cumplir con la finalidad prevista en la fracción XVII del artículo 40 del mismo ordenamiento.

1. Objetivo

Esta norma establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos.

2. Campo de aplicación

2.1 Esta Norma es aplicable a los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos (Sistemas de Transporte) localizados en territorio nacional. Incluye todos aquellos Sistemas de Transporte en diseño, construcción y operación, e inclusive los que están empacados, inertizados y abandonados, y aquéllos sistemas de transporte que ya estando construidos se modifiquen en su diseño original.

2.2 La aplicación de la Norma a los Sistemas de Transporte localizados en territorio nacional comprende desde el(los) punto(s) de origen del ducto hasta el(los) puntos de destino. (Ver diagrama 1).

2.3 Esta Norma es aplicable a ductos, equipos, instalaciones principales y accesorias y dispositivos de los sistemas de transporte en acero al carbón.

2.4 Esta Norma no es aplicable a los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos necesarios para interconectar la explotación y producción del gas natural, excepto aquellos que cuenten con un título de permiso expedido por la Comisión Reguladora de Energía.

2.5 Para los efectos de la presente norma, el término transporte comprenderá también al transporte para usos propios en términos del Reglamento de Gas Natural.

2.6 Para presiones iguales o menores a 689 kPa podrá utilizarse tubería de polietileno de alta o media densidad y/o tubería multicapa (polietileno-aluminio-polietileno o policloruro de vinilo - aluminio - policloruro de vinilo), de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida. Para el diseño, materiales, construcción, operación y mantenimiento de tuberías de polietileno deberán aplicarse, en lo conducente, las disposiciones de la versión vigente de la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, excepto por los requerimientos de señalización, vigilancia, detección de fugas y programa de prevención de accidentes que serán regidos por esta norma.

Diagrama 1: Instalaciones y tuberías del sistema de transporte de gas natural que están dentro del alcance de esta Norma

VER IMAGEN 04fe-01.BMP

3. Referencias

Esta Norma se complementa con las siguientes normas oficiales mexicanas o las que las sustituyan:

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

NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas natural licuado del petróleo por ductos.

El contenido de las normas oficiales mexicanas: NOM-008-SECRE-1999, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, y NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, se incorporan a la presente Norma en los Apéndices I y II, respectivamente.

4. Definiciones

Para los efectos de esta Norma se entiende por:

4.1 Análisis de riesgo: Actividades realizadas para identificar y evaluar los riesgos que una instalación industrial 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 posible accidente.

4.2 Area unitaria: Se debe tomar una longitud de 1600 (un mil seiscientos) metros y de 200 (doscientos) metros de ancho en ambos lados de la tubería al determinarse 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.

4.3 Bitácora de operación y mantenimiento: Registro escrito 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

4.4 Clase de localización: Clasificación del Area unitaria de acuerdo con el numeral 7.4 de esta Norma.

4.5 Comisión: Comisión Reguladora de Energía.

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

4.7 Ductos: Tuberías y accesorios para la conducción del gas natural.

4.8 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.

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

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

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

4.12 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.

4.13 Franja de desarrollo del sistema. Sección de terreno donde se alojan las tuberías requeridas para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los ductos para el transporte de gas natural.

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

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

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

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

4.18 Máxima presión de operación permisible o MPOP: Presión máxima a la cual un sistema de transporte o parte de él, puede ser operado de acuerdo con lo establecido por esta Norma.

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

4.20 Práctica internacionalmente reconocida: Las especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos en el país de origen, que tienen relevancia en el mercado nacional o internacional de la industria del transporte del gas natural. Ver Bibliografía.

4.21 Presión de diseño: Presión permitida de acuerdo con los procedimientos aplicables a tuberías, equipos y/o accesorios, y clase de localización.

4.22 Programa de 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 peligrosas.

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

4.24 Rayos Gamma: Radiación de una fuente radiactiva de onda no controlable.

4.25 Rayos X: Radiación electromagnética de longitud de onda controlable utilizada para obtener radiografías de alta sensibilidad

4.26 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.

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

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

4.29 Sistema de transporte: Todos los componentes o dispositivos a través de los cuales el gas natural fluye y que incluyen, entre otros, tubería, válvulas, accesorios unidos al tubo, estaciones de compresión, medición y regulación, trampas de envío y recibo de diablo.

4.30 Transporte: Actividad que consiste en recibir, conducir y entregar gas natural por medio de ductos a usuarios finales, distribuidores, transportistas o almacenadores, localizados dentro o fuera de una zona geográfica en los términos del Reglamento de Gas Natural y la Directiva de Zonas Geográficas. Para efecto de esta Norma, el término transporte se utiliza indistintamente para transporte de acceso abierto y transporte para usos propios.

4.31 Transporte para usos propios: Es la actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos para satisfacer exclusivamente las necesidades del solicitante.

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

4.33 Válvula: Dispositivo colocado en la tubería para controlar o bloquear el flujo de gas.

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

4.35 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 Forma parte de esta Norma cualquier documento o parte del mismo, de las publicaciones que se señalan en la bibliografía y lo indicado en los Apéndices I, II y III.

5.2 Requerimientos para ductos existentes.

a) **Diseño, construcción y pruebas**. Para estas etapas, la evaluación será en base a la normatividad vigente en el momento de ejecución de dichas etapas.

b) **Operación, mantenimiento y seguridad.** Para estas etapas, la evaluación será en base a esta Norma a partir de su entrada en vigor.

5.3 Puesta en operación. Para que un sistema de transporte que haya estado en servicio antes de la entrada en vigor de esta Norma califique para ser utilizado, deberá contar con su dictamen de operación y mantenimiento, de lo contrario se debe realizar lo siguiente y ser dictaminado por una unidad de verificación:

a) Revisar el historial de diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de transporte. Cuando no se cuente con dicha información, se debe valorar de conformidad con el numeral 6.2.2 de esta Norma 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 desarrollo del sistema (antes derecho de vía) 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 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.

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:

a) Mantener su integridad estructural de acuerdo con las condiciones previstas de temperatura y otras condiciones del medio ambiente;

b) Ser químicamente compatibles con el gas natural 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:

6.2.1 Tubería nueva: Para que la tubería nueva de acero califique para uso bajo esta Norma debe:

a) Estar fabricada de acuerdo con lo establecido en la práctica internacionalmente reconocida y/o de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular.

b) Cumplir con la práctica internacionalmente reconocida, cuando la tubería nueva sea expandida en frío.

6.2.2 Tubería usada: Para que la tubería de acero usada califique bajo esta Norma deberá:

a) Estar fabricada de acuerdo con lo establecido en la práctica internacionalmente reconocida para tubería señalada en la bibliografía;

b) Efectuar la inspección mediante la cual se demuestre que la tubería está libre de imperfecciones que puedan ocasionar fugas, como las mencionadas en 6.4.

c) Ser utilizada a una presión igual o menor a la presión de operación a la cual fue sometida y ser probada de acuerdo a los requerimientos del capítulo 10 de esta Norma.

6.3 Transporte de tubería. 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 van a operar a esfuerzos del 30% (treinta por ciento) o mayores de la RMC, deberá apegarse a la práctica internacionalmente reconocida.

Cuando no sea posible establecer si una tubería fue transportada de acuerdo con alguna de las Prácticas Internacionales Reconocidas, 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, y
- A 1.5 veces la MPOP para clases de localización 2, 3 y 4.

6.4 Imperfecciones superficiales en tuberías de acero. Las imperfecciones superficiales como ralladuras, muescas, hendiduras, entre otras, se deberán tomar en cuenta cuando la tubería opere a esfuerzos de 50 MPa o mayores, 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 natural.

6.5 Registro de materiales. Se debe registrar la especificación de la tubería, componentes y materiales usados en la construcción de sistemas de transporte durante la vida del sistema y conservar dichos registros. Asimismo, los materiales deben ser identificados y verificados antes de su uso.

7. Diseño

7.1 Requisitos generales. El diseño de un sistema de transporte de gas natural 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 las cargas externas a las cuales se prevé que estarán expuestos durante y después de su instalación, en conformidad con el numeral 7.7 de esta Norma.

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

a) Características físicas y químicas del gas natural, de acuerdo a la NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural

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 que puedan presentarse sobre el ducto, de acuerdo con las características del medio ambiente y condiciones de trabajo, tales como:

a) Cargas vivas, como son el peso del gas natural (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 propio 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 7.10 de esta Norma;

l) Factor por eficiencia de junta (E), en conformidad con el numeral 7.11 de esta Norma;

m) Espesor adicional por desgaste natural o margen de corrosión.

7.3 Determinación de la clase de localización y MPOP. La determinación inicial y confirmación de la clase de localización y establecimiento de la MPOP deberá estar en conformidad con el Area unitaria del sistema. Para cada ducto se debe realizar un estudio de campo y gabinete para verificar:

a) La clase de localización real de todo el sistema de transporte, y

b) Que el esfuerzo tangencial de la MPOP en cada ducto corresponda a la clase de localización determinada conforme con esta Norma.

c) En el caso de que un ducto tenga una MPOP que produzca un esfuerzo tangencial que no corresponda a la clase de localización, se deben adecuar las condiciones de operación consideradas en el diseño, en conformidad con lo establecido en el numeral 11.6.2

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

a) Localización clase 1. El área unitaria que cuenta con diez o menos construcciones para ocupación humana.

b) Localización clase 2. El área unitaria con más de diez y hasta cuarenta y cinco construcciones para ocupación humana.

c) Localización clase 3. El área unitaria que cuenta con cuarenta y seis construcciones o más para ocupación humana.

El tramo de una tubería clase 1 o 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.

d) Localización clase 4. Area unitaria urbana en la que existen más de 46 edificios de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja y en la que se presentan una de las siguientes condiciones:

i. existan vías de comunicación con tránsito vehicular intenso o;

ii. existan instalaciones subterráneas destinadas al transporte de pasajeros.

7.5 Separación de ductos con otras instalaciones

Para paralelismo o cruces la separación mínima entre un ducto de transporte con cualquier otra estructura, debe tener un radio mínimo de 30 cm entre dichas estructuras exceptuando con las líneas eléctricas, donde la separación debe ser de 1 m. El ducto de transporte se debe colocar respetando la profundidad establecida en el numeral 7.6 de esta Norma.

Cuando no sea posible mantener la separación mencionada en el párrafo anterior, el sistema a ser construido debe tomar las medidas precautorias para proteger y asegurar el acceso a sus tuberías para fines de mantenimiento, para lo cual podrán instalarse conductos, divisiones o protecciones constituidas por materiales de adecuadas características térmicas, dieléctricas y aislantes que brinden la protección más viable y segura, de conformidad con las prácticas internacionalmente reconocidas.

Cuando se comparta la franja de desarrollo del sistema de transporte con la pata o sistema de tierras de la estructura de la línea de transmisión, la separación debe ser la mayor posible, no debiendo ser menor de 15 metros para líneas de transmisión de 400 kV y 10 metros para líneas de transmisión de 230 kV y menores. Cuando no sea posible dar las distancias mínimas recomendadas, se debe hacer un estudio como caso particular entre ambas entidades involucradas, donde es necesario reforzar el recubrimiento del ducto y por ningún motivo la distancia debe ser menor de 3 metros.

7.6 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.- Cubierta mínima

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

7.6.1 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.

7.6.2 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. Fórmula de diseño para tubería de acero

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

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

Donde:

t = espesor de pared mínimo requerido, en cm. El espesor de pared adicional requerido para cargas externas 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 7.10. (Cuadro 2)

E= factor de eficiencia de junta longitudinal determinado conforme con lo establecido el numeral 7.11 (Cuadro 3)

T= factor de corrección por temperatura determinado conforme con lo establecido en el numeral 7.12. (Cuadro 4)

7.7.1 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 7.7, 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.

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

7.9 Espesor especificado. El espesor especificado no se debe reducir en ninguna parte del tubo más allá de las tolerancias del espesor contenido en la práctica internacional reconocida.

7.10 Factor de diseño (F) para ductos tubos de acero. El factor a utilizar en la fórmula de diseño en el numeral 7.7 se determina de acuerdo con lo indicado en el cuadro 2, a excepción de lo previsto en los incisos (a), (b) y (c) siguientes:

Cuadro 2.- Factor de diseño por densidad de población

Clase de localización	Factor de diseño (F)
1	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

a) En la fórmula de diseño del numeral 7.7 en clase de localización 1, se debe usar un factor de diseño de 0.60 o menor para ductos que:

- Crucen sin encamisado un camino público o carretera sin pavimentar;
- Crucen sin encamisado o invadan en forma paralela el derecho de vía de carreteras, autopistas, calles o vías de ferrocarril;
- Se encuentren sobre puentes vehiculares, peatonales, ferroviarios o de tuberías, o
- Use ensambles fabricados, incluyendo accesorios para separadores, ensambles de válvulas en cabezales, conexiones en cruz, cabezales en cruces de ríos, entre otros, o sea utilizado a una distancia menor a cinco diámetros de tubería de cualquier accesorio del ensamble fabricado, con excepción de alguna pieza transitoria o de un codo usado en un doblez del ducto que no esté asociada al ensamble.

b) En localizaciones clase 2, se debe utilizar un factor de diseño (F) igual o menor a 0.50 en la fórmula del numeral 7.7, para el ducto de acero sin encamisado que cruce el derecho de vía de un camino pavimentado, carretera, calle pública o vía de ferrocarril;

c) En localizaciones clases 1 y 2, se debe utilizar un factor de diseño de (F) igual o menor a 0.50 en la fórmula de diseño del numeral 7.7 para:

- Ductos en una estación de compresión, regulación o medición, y
- Ductos, que incluye un tubo ascendente colocado en aguas navegables.

7.11 Factor de eficiencia de junta longitudinal (E) para ductos de acero. El factor de junta longitudinal que se utiliza en la fórmula del numeral 7.7, se determina de acuerdo con el cuadro 3 siguiente:

Cuadro 3.- 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	Soldadura helicoidal	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

7.12 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 7.7, se determina de acuerdo con el Cuadro 4 siguiente:

Cuadro 4.- Factor de corrección por temperatura (T)

Temperatura del gas (K)	T
400 o menor	1.000
* 420	0.967
* 450	0.933
* 480	0.900
* 500	0.867

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

B. Componentes de la tubería

7.13 Especificaciones técnicas y requerimientos de seguridad Esta sección B establece las especificaciones técnicas, así como los requerimientos de seguridad mínimos 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 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 apropiados para soportar y dar anclaje a los ductos, ya sean expuestos o enterrados.

7.14 Requisitos generales. Cada componente de un ducto debe ser capaz de resistir las presiones de operación y otras cargas previsibles, sin que se afecte su capacidad de servicio. Sin embargo, si el diseño basado en unidades de esfuerzo es impráctico para un componente en particular, el diseño se podrá basar en el rango de presión establecido por el fabricante con la presión de prueba de ese componente o de un prototipo del componente.

7.14.1 Los criterios de diseño, los requerimientos establecidos en esta Norma y las prácticas de ingeniería reconocidas internacionalmente incluyendo las presiones de operación y otras cargas impuestas, que deberán aplicarse a válvulas, bridas, accesorios, cabezales y ensambles especiales, entre otros.

7.15 Calificación de los componentes metálicos. Los componentes metálicos que se hayan fabricado de acuerdo con una edición anterior a la vigente de la Práctica internacional reconocida correspondiente calificarán para utilizarse en los casos siguientes:

a) Cuando de la inspección visual del componente pueda determinarse que no contiene defectos que puedan afectar o dañar la resistencia, hermeticidad o propiedades del mismo, y

b) Cuando la norma, código o estándar bajo el cual el componente fue fabricado cumple o supera los requerimientos indicados en las Prácticas internacionales reconocidas para:

- Pruebas de presión;
- Materiales, y
- Rangos de presión y temperatura.

c) Cuando se utilice tubería nueva, bridas y conexiones soldables de especificación conocida, destinadas a un sistema de transporte de gas natural, deben satisfacer las especificaciones y requisitos metalúrgicos, de fabricación y calidad de los materiales de las Prácticas internacionalmente reconocidas.

7.16 Válvulas. Todas las válvulas deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes de las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular y de conformidad con la Práctica internacionalmente reconocida. 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.

7.17 Bridas y sus accesorios. Las bridas y sus accesorios (diferentes al hierro forjado) deben cumplir con los requerimientos mínimos de las normas y disposiciones técnicas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular y de conformidad con la Práctica internacionalmente reconocida.

7.17.1 Los ensambles bridados deben resistir la máxima presión a la cual operará la tubería y mantener sus propiedades físicas y químicas a cualquier temperatura a la que se prevé puedan llegar a estar sujetos en servicio.

7.17.2 Las bridas o uniones bridadas en tubos de hierro forjado deben cumplir con las dimensiones, perforaciones, diseño de cara y empaquetadura que señala la Práctica internacionalmente reconocida aplicable y deben coincidir íntegramente con el tubo, válvula, unión o accesorio.

7.18 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 Prácticas internacionalmente reconocidas o sus equivalentes aplicables en esta Norma.

7.18.1 Cada accesorio de acero soldable a tope debe tener rangos de resistencias a presión y temperatura basados en las resistencias a los esfuerzos y temperaturas para tubería del mismo material o equivalente. En caso de que se tenga que diseñar un accesorio, la resistencia a la ruptura del accesorio debe ser, al menos, igual a la resistencia a la ruptura calculada, de la tubería del material y espesor seleccionados que haya sido determinado mediante un prototipo que haya sido probado al menos a la presión requerida por la línea de tubería a la cual será agregado.

7.19 Corrida de dispositivos de inspección interna. Los ductos se deben diseñar y construir para permitir el paso o corrida de dispositivos instrumentados de inspección interna. Esta disposición no es aplicable a:

a) Cabezales;

b) Tuberías en estaciones de compresión, medición o regulación;

c) Tubería asociada con las instalaciones de entrega y otras líneas de transporte continuo entre estaciones de compresión;

d) Cruzamientos especiales;

e) Diámetros de tubería para los cuales no existe un dispositivo instrumentado de inspección interna;

f) Tuberías interconectadas a un sistema de distribución cuya operación esté ligada a la de dicho sistema, que estén instaladas en localizaciones Clase 4, y

g) Tuberías en las que el diseñador determine que resulta impráctico construir instalaciones para el paso de instrumentos de inspección interna.

7.20 Perforaciones al ducto. Cada accesorio mecánico utilizado para realizar una perforación a un ducto de acero en servicio, se debe diseñar, como mínimo, para la presión de operación de la tubería o de acuerdo con la Práctica internacionalmente reconocida.

7.21 Componentes fabricados por soldadura. Todo componente fabricado por medio de soldadura, cuya resistencia no se pueda determinar, debe cumplir con lo establecido por la Práctica internacionalmente reconocida aplicable para calderas y recipientes a presión. Quedan exceptuadas las conexiones de ramales, ensambles de tuberías estándar y accesorios unidos por soldadura circunferencial.

7.21.1 Los componentes prefabricados por medio de soldadura que utilicen placa y costuras longitudinales se deben diseñar, construir y probar de conformidad con la Práctica internacionalmente reconocida para calderas y recipientes a presión; se exceptúan los componentes siguientes:

a) Accesorios normalmente fabricados para soldarse a tope;

b) Ensambles parciales tales como anillos divididos o collarines, y

c) Unidades prefabricadas que el fabricante certifique que han sido probadas cuando menos al doble de la presión máxima a la que serán sometidas bajo las condiciones de operación previstas.

7.21.2 En tuberías que van a operar a un esfuerzo tangencial mayor al 30% de la RMC no se deben utilizar tapones fuera de norma conocidos comúnmente como “punta de lápiz”, “cáscara de naranja” y otros.

7.21.3 Con excepción de los cierres planos diseñados de conformidad con las Prácticas internacionalmente reconocidas para calderas y recipientes a presión, los “cierres planos” y “colas de pescado” no se deben utilizar en tubos que operen a 689 kPa o más, o que sean mayores de 76.2 mm (3”) de diámetro nominal.

7.22 Conexiones soldadas para ramales. La conexión soldada al ducto 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 debida a efectos térmicos, peso y vibración.

7.23 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.

7.24 Flexibilidad. El sistema de ductos y accesorios se debe diseñar con flexibilidad para evitar que la expansión o contracción térmica cause 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.

7.25 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.

7.25.1 La tubería expuesta 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 térmica o por el peso del tubo, los componentes y sus contenidos.

7.25.2 Los soportes o anclajes en una tubería expuesta se deben construir con material durable, 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) Que el movimiento de la tubería pueda provocar desacoplamiento del equipo y del soporte.

7.25.3 Los soportes en una tubería expuesta operada a un nivel de esfuerzo de 30% o más de la RMC deben cumplir con lo siguiente:

a) Evitar ser soldados directamente a la tubería;

b) Estar construidos 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.

7.25.4 La tubería subterránea que esté conectada a otra tubería de mayor rigidez u otro objeto fijo debe tener flexibilidad para amortiguar posibles movimientos, o 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 excesivos.

C. Estaciones de compresión

7.26 Localización del área de compresión. Las estaciones de compresión se deben localizar en terrenos que estén bajo el control del operador. 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.

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

7.28 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.

7.29 Areas 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.

7.30 Instalaciones eléctricas. El equipo eléctrico y la instalación del alumbrado en las estaciones de compresión deben cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular y de conformidad con la práctica internacionalmente reconocida.

7.31 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.

7.31.1 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 las Prácticas internacionalmente reconocidas para calentadores y recipientes a presión, excepto para aquellos separadores de líquido construidos de tubo y accesorios sin costura interna, a los cuales se les aplicará un factor de diseño máximo de 0.4.

7.32 Paro de emergencia.

7.32.1 A excepción de las estaciones de compresión de 746 kW (1,000 caballos de fuerza) o menores operadas automáticamente, las demás deben tener un sistema de paro de emergencia que:

a) Bloquee el gas natural que entra o sale de la estación dependiendo de la filosofía de operación;

b) Descargue el gas natural por la tubería de desfogue a un cabezal de venteo o a quemador;

c) Proporcione 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) Se pueda operar por lo menos desde dos localizaciones, cada una de las cuales esté:

- Fuera del edificio de compresión;
- Cerca de las puertas de salida, si la estación de compresión está cercada, o cercano de las salidas de emergencia si la estación no está cercada, y
- A no más de 152 m de los límites de la cerca de la estación de compresión.

7.32.2 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.

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

a) Cuando en una estación de compresión que es operada automáticamente la presión de gas natural exceda un 15% la máxima presión de operación permisible.

b) En el caso de que se involucre el edificio de una estación de compresión:

- Cuando ocurra un incendio en el edificio, o
- Cuando la concentración de gas natural en aire alcance el 50% del límite inferior de explosividad dentro del edificio.

7.33 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 que la MPOP de la tubería y equipo de la estación de compresión no se exceda en más de 10%.

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

7.34 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 la normatividad aplicable vigente o a las Prácticas internacionales reconocidas. Las bombas contra incendio son parte de las instalaciones 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 natural deben contar con un dispositivo que cierre automáticamente la alimentación del gas natural 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 natural quede atrapado en el silenciador.

7.35 Ventilación. Los edificios de las estaciones de compresión deben estar perfectamente bien ventilados para asegurar que el personal no esté en peligro por la acumulación de gas natural en los cuartos, sumideros, áticos, fosas u otros lugares cerrados. La ventilación no debe ser menor a 5 cambios de aire por hora.

D. Válvulas en tuberías de transporte

7.36 Válvulas de seccionamiento. El ducto debe contar con válvulas de seccionamiento a lo largo de su trayectoria, instalándose 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 localización clase 1 debe estar a 16 (dieciséis) kilómetros de una válvula como máximo;

b) Cualquier punto de un ducto ubicado en una localización clase 2 debe estar a 12 (doce) kilómetros de una válvula como máximo;

c) Cualquier punto en un ducto ubicado en una localización clase 3 debe estar a 8 (ocho) kilómetros de una válvula como máximo, y

d) Cualquier punto en un ducto ubicado en una localización clase 4 debe estar a 4 (cuatro) kilómetros de una válvula como máximo.

7.36.1 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.

7.37 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, pero protegidas de manipulaciones y daños provocados por terceros;

b) Estar soportadas adecuadamente para evitar asentamiento o movimiento del tubo al cual están unidas;

c) Los tramos de tubería que se encuentren entre válvulas deben tener una válvula con una capacidad de desfogue que permita que la tubería sea desfogada de acuerdo con las necesidades del sistema de transporte;

d) El desfogue de la válvula se debe dirigir de tal manera que el gas natural pueda ser liberado a la atmósfera sin peligro, y

e) 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 el estudio de riesgo.

E. Registros

7.38 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 y calibración 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) Estar construido con equipo eléctrico que satisfaga los requerimientos mínimos establecidos en la normatividad nacional vigente con relación a esta materia y, a falta de éstas, con normatividad internacional vigente.

7.39 Accesibilidad. Los registros subterráneos para válvulas, estaciones de relevo de presión o de regulación de presión deben estar localizados en lugares accesibles 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.

7.40 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;
- Disponer de ventilación suficiente para minimizar la formación de una atmósfera explosiva en el interior, y
- Los ductos deben contar con una altura que permita la descarga y dispersión del gas natural y evitar la formación de una mezcla explosiva.

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 numeral 7.40 (b) 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.

7.41 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.

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

F. Protección contra sobrepresión accidental

7.42 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 7.43 y 7.44 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.

7.43 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 las Prácticas internacionalmente reconocidas. 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 inexistencia 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 aisla 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 a un sistema de desfogue.

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 candadeadas en posición de abierto durante la operación de las instalaciones y sólo se retirará el candado para maniobras de reemplazo de dispositivos de relevo de presión.

7.44 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 diablo

7.45 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 5 siguiente.

Cuadro 5.- 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) En caso que no cumplir las distancias indicadas en el cuadro 5, se deberán justificar las medidas adicionales de protección.

7.46 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.

7.47 Obra eléctrica. La instalación eléctrica de una estación de regulación y/o medición debe cumplir con las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, de acuerdo con la tecnología propuesta bajo responsabilidad del particular y de conformidad con la Práctica internacionalmente reconocida.

7.48 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 natural;

d) Contar con dispositivos de seguridad para protegerla de cualquier sobrepresión;

e) La válvula de seguridad debe desfogar a la atmósfera y el venteo prolongarse hasta una altura que permita dispersar el gas natural sin que presente riesgos al personal o a las instalaciones;

f) Los procedimientos de soldadura empleada para instalación de la estación se deben calificar de acuerdo con las Prácticas internacionalmente reconocidas;

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) Se deben considerar los esfuerzos previsibles en los soportes de la tubería y accesorios;

i) 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;

j) La tubería y los accesorios superficiales se deben proteger contra la corrosión de acuerdo con lo establecido en esta norma;

k) Se deben instalar válvulas de bloqueo en las conexiones para la instalación de instrumentos, y

l) Contar con los Diagramas de Arreglo de Tubería (DAT) y Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI).

7.49 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 natural;

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 natural.

7.50 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 especificaciones del fabricante y con las Prácticas internacionalmente reconocidas aplicables.

b) En todos los casos se deben respetar las recomendaciones de los fabricantes de los medidores, respecto 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 natural.

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 natural 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

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

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 deben satisfacer los requerimientos de esta sección.

7.51 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. Se deberán tomar las medidas adecuadas para la selección, instalación, inspección y evaluación de los sistemas de protección contra la corrosión.

7.52.1 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 alta resistividad eléctrica y baja capacidad de absorción de humedad;

f) Se deberá contar con el certificado de calidad del recubrimiento.

7.51.2 Recubrimiento anticorrosivo aplicado en campo.

Cuando sea necesario realizar 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, minimizando los daños al personal que lo aplica y al ambiente.

7.51.3 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 poner especial atención para minimizar daños al recubrimiento;

7.52 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.

7.53 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.

7.53.1 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.

7.54 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.

7.54.1 Después de cumplir con los requerimientos del numeral 7.53, 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.

7.55 Medidas correctivas. Se debe observar lo siguiente:

a) Se debe proveer de un recubrimiento externo protector a cada tramo de tubería metálica que reemplace a tubos dañados por corrosión externa;

b) Cada tramo metálico de tubería que reemplace a tramos removidos de una tubería debido a corrosión externa, debe ser catódicamente protegido de acuerdo con este capítulo;

c) Debe ser protegido catódicamente cada tramo de tubo que se requiera reparar debido a corrosión externa;

d) Cada tramo de un ducto de transporte con corrosión generalizada y con un espesor de pared remanente menor que el requerido para la MPOP de la tubería, se debe reemplazar o reducir la presión de operación, de acuerdo con la resistencia calculada del tubo, basándose en el espesor de pared real remanente. Sin embargo, si el área con corrosión generalizada es reducida, el tubo corroído se puede reparar. La corrosión por picadura cercanamente agrupada puede afectar la resistencia total del tubo, lo cual se considera como corrosión generalizada para el propósito de este inciso;

e) Cada tramo de tubería en líneas de transporte con corrosión por picadura que pueda provocar fugas se debe 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;

f) A fin de determinar las posibilidades de continuar en servicio, la evaluación de la resistencia remanente en tuberías de una zona que sufrió corrosión se puede realizar por un método analítico, por pruebas de presión o por un método alternativo, y

g) Se deben reparar las secciones de tubería y juntas, basándose en una evaluación de ingeniería por medio de la cual se determinará el método a emplear.

7.56 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.

7.56.1 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.

7.57 Recubrimiento externo. Los procedimientos de mantenimiento y operación deberán incluir la metodología para la aplicación, manejo e inspección del recubrimiento. Este 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 las Prácticas internacionalmente reconocidas. 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 contar con alcances y limitaciones definidas para cada aplicación.

8.5 Calificación de soldadores. Los soldadores serán calificados de acuerdo con la sección 6 del API-1104.

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 la práctica internacionalmente reconocida 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 y en instalaciones superficiales de acuerdo a lo establecido en el numeral 7.54 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) Una junta a inglete 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 debe desviar o deflexionar el tubo más de 12.5º (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 poscalentamiento 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. Se debe realizar una inspección visual de la soldadura para asegurar que se aplique de acuerdo con el procedimiento mencionado en el numeral 8.4 y que sea aceptable de acuerdo con el numeral 8.10.1. Asimismo, las soldaduras en una tubería que va a operar a una presión que ocasione esfuerzos tangenciales iguales o mayores al 30% (treinta por ciento) de la RMC, se deben probar no destructivamente de acuerdo con los numerales 8.11 y 8.11.1. Las pruebas no destructivas no son requeridas para aquellas soldaduras que son visualmente inspeccionadas y aceptadas por un inspector de soldadura calificado cuando la tubería tenga un diámetro nominal menor de 152.4 mm (6”)

8.10.1 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 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 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 API-1104.

8.12 Todas las soldaduras de campo, tanto en línea regular como en obras especiales, empates y doble junta, se deben probar al 100% en acorde a lo indicado en el numeral 8.10.

8.13 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.

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

8.14.1 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.

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

9. Construcción de los ductos de transporte

9.1 Requisitos generales. Cada ducto de transporte de gas natural se debe construir de acuerdo con las especificaciones o estándares que sean congruentes con esta Norma.

9.2 Inspección de materiales. Cada tramo de tubería y sus componentes se deben inspeccionar visualmente en el sitio de la instalación (franja de desarrollo del sistema antes derecho de vía de ducto) 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 desarrollo. El ancho mínimo de la franja de desarrollo del sistema (para realizar el alojamiento de la tubería de transporte) se indica en el cuadro 6 siguiente.

Cuadro 6.- Ancho mínimo de franja de desarrollo del sistema para alojar la tubería de transporte.

Diámetro nominal del ducto milímetros (pulgadas)	Ancho (metros)
Hasta 101.6 mm (4”)	4.0
De 152.4 mm a 203.2 mm (6” a 8”)	6.0
De 254 mm a 457.2 mm (10” a 18”)	8.0
De 508 mm a 914.4 mm (20” a 36”)	10.0
Mayores de 914.4 mm (36”)	12.0

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

9.3.1 Para el alojamiento de un ducto en una franja de desarrollo del sistema existente, el Transportista debe sujetarse a las disposiciones del titular de dicha franja.

9.3.2 Cuando no se pueda establecer una franja de desarrollo del sistema de ductos como lo indica el cuadro 6 y se tenga que alojar el ducto en una “franja de servicios urbanos”, se deberá cumplir con los requerimientos del numeral 7.5 de esta norma.

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 será el de la siguiente tabla:

Cuadro 7.- 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 Reparaciones de socavaduras y estrías en campo. Los defectos en forma de socavaduras, hendiduras, estrías deben ser:

a) Removidos por esmerilado siempre que el espesor de pared remanente esté de acuerdo con los requerimientos establecidos en el numeral 11.12.

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.

9.9 Abolladuras, mellas y 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 tiene 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 (4”), o repararse de acuerdo con los numerales 11.12 y 11.13 de esta Norma.

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

9.11 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 explosividad.

10. Pruebas de hermeticidad

10.1 Requisitos generales. Esta sección establece los requisitos mínimos para realizar pruebas de hermeticidad.

10.1.1 La unidad de verificación debe constatar que las pruebas de hermeticidad se realicen conforme a lo estipulado en este numeral.

10.2 Requisitos previos antes de poner en operación un sistema. Antes de operar un sistema de transporte nuevo o poner en servicio un ducto que haya sido reubicado o sustituido, se debe realizar lo siguiente:

a) Contar con el procedimiento escrito de puesta en operación;

b) Probar el sistema de transporte o ducto en conformidad con esta sección y con el numeral 11.6.3, para comprobar la MPOP. El medio de prueba puede ser agua, aire, gas inerte o gas natural y debe:

- Ser compatible con el material de que está construida la tubería, y
- Estar relativamente libre de materiales sedimentables.
- Extremar las medidas de seguridad a fin de evitar accidentes, en el caso de realizar las pruebas con gas natural.

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

d) Localizar y eliminar todas las fugas.

10.2.1 Con excepción de lo previsto en el numeral 10.3, si se utiliza aire, gas natural o gas inerte como medio de prueba, se deben aplicar las limitaciones máximas de esfuerzo tangencial siguientes:

Cuadro 8.- Esfuerzo tangencial máximo permitido

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

10.3 Requisitos de prueba de hermeticidad en ductos de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o más de la RMC.

a) Se debe probar la hermeticidad de cada tramo de tubería de acero;

b) Todos los ductos y cabezales localizados en la clase de localización 1 y 2 se deben probar neumática o hidrostáticamente a 1.25 veces la MPOP;

c) Todos los ductos y cabezales en clases de localización 3 y 4 se deben probar hidrostáticamente a 1.5 veces la MPOP, y

d) En localizaciones clases 1 o 2, cada estación de compresión, regulación o medición y las instalaciones de entrega se deben probar en conformidad con los requerimientos de prueba de localización clase 3, como mínimo.

10.4 Duración de la prueba para tuberías de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o más de la RMC. La presión en el ducto se debe mantener por un periodo continuo mínimo de 8 horas. Las pruebas para detectar fugas se deben mantener por un periodo continuo mínimo de 8 horas cuando se use agua como medio de prueba. Cuando se use un medio gaseoso para las pruebas de hermeticidad, la presión en el ducto se debe mantener por un periodo de 24 horas.

10.5 Rupturas y fugas.

a) Fugas. En caso de ocurrir fugas durante la prueba de hermeticidad y en consecuencia no se mantenga la presión de prueba, el ducto deberá repararse y repetir la prueba.

b) Rupturas. Cuando ocurran fugas por rupturas en el ducto durante la prueba de hermeticidad y no se mantenga la presión, el ducto se debe reparar y posteriormente repetir la prueba hasta su aceptación.

10.6 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 resistencia después de su instalación, si el fabricante del componente certifica que:

a) El componente se probó, como mínimo, a la presión requerida 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 del sistema al cual se adiciona.

10.6.1 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. También deberán ser probados de acuerdo a los requisitos de lo establecido en el numeral 8.12.

10.7 Requisitos de prueba para ductos de acero que operan a un esfuerzo tangencial menor de 30% de la RMC.

10.7.1 Los ductos que van a operar a un esfuerzo tangencial menor al 30% (treinta por ciento) de la RMC o a una presión de 689 kPa, o mayor, se deben probar de acuerdo con lo siguiente:

a) Se debe utilizar un procedimiento de prueba que asegure la detección de todas las fugas en el tramo que se está probando.

b) Si durante la prueba la tubería se somete a esfuerzos iguales o mayores al 30% (treinta por ciento) de la RMC y se utiliza gas natural, gas inerte o aire como medio de prueba, la prueba de verificación de fugas se debe realizar como sigue:

- A una presión entre 689 kPa y la presión requerida para producir un esfuerzo tangencial de 30% (treinta por ciento) de la RMC;
- La línea se debe inspeccionar para verificar fugas, mientras el esfuerzo tangencial se sostiene al 30% (treinta por ciento) de la RMC, aproximadamente, y
- La presión de prueba se debe mantener por un mínimo de 1 hora.

10.7.2 El procedimiento de prueba utilizado para ductos que operen a menos de 689 kPa, debe asegurar la detección de todas las fugas potencialmente peligrosas en el tramo que esté siendo probado. La presión mínima de prueba para estas tuberías debe ser de 689 kPa.

10.8 Requisitos de seguridad y protección. Al realizar las pruebas conforme con este capítulo, se deben tomar las precauciones 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.

10.8.1 Durante el desarrollo de las pruebas, las personas que no forman parte de la prueba deberán permanecer fuera del área durante el periodo en el cual la presión se eleve a más del 50% (cincuenta por ciento) de la presión de prueba, hasta que la presión sea reducida a la presión de operación del ducto. Asimismo, se debe asegurar que el gas inerte usado como medio de prueba no ocasione daño al medio ambiente y que cuando se pruebe con gas natural se tomen las medidas necesarias para eliminar las fuentes de ignición de los puntos de purga y de cada posible punto de fuga.

10.9 Documentación. Se deben realizar y mantener, durante la vida útil del ducto, un registro de las pruebas realizadas de los numerales 10.3 y 10.7, el cual debe 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 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 Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

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.

10.10 Eliminación de los medios de prueba de presión. Los fluidos utilizados durante la prueba de presión se deben desechar 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 natural 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 de trabajo para desarrollar las actividades de operación, mantenimiento y seguridad.

c) Programa para la Prevención de Accidentes (PPA).

d) Programa de capacitación y entrenamiento

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 como mínimo una vez cada año calendario con base en auditorías internas. Cuando se encuentren deficiencias en su aplicación, deben modificarse los procedimientos. Los manuales deben estar disponibles en los lugares donde se realicen las actividades de operación y mantenimiento, en electrónico o impreso.

11.2.1 Características del manual para la operación, mantenimiento y seguridad. El manual debe incluir los procedimientos 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 Operación, mantenimiento y seguridad en condiciones normales:

a) Los procedimientos detallados para la operación y mantenimiento que incluye los requisitos específicos de seguridad para la reparación de tuberías, válvulas, equipos y accesorios;

b) El detalle de las tareas para el control de la corrosión de tuberías de acero para el transporte de gas natural;

c) El detalle de las tareas para el arranque y paro programado de cualquier parte del sistema de transporte;

d) Los procedimientos detallados para el mantenimiento de las estaciones de compresión, regulación y medición, así como instalaciones de entrega;

e) Los diagramas de flujo 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 11.26.

h) Las instrucciones para el patrullaje de las instalaciones y franja de desarrollo del Sistema conforme a lo establecido en el numeral 11.8.

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 y deben considerarse:

a) Los pasos para la respuesta, investigación y corrección relativa al:

- 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, y
- Cualquier otra disfunción 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 las localizaciones críticas del sistema 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

d) Revisión periódica de la respuesta del personal operativo mediante simulacros, para determinar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales y, en su caso, tomar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.

11.2.1.3 Los procedimientos establecidos en los numerales 11.6.7, y 11.6.8 de esta Norma, se deben incluir en el manual para la operación, mantenimiento y seguridad, incluyendo el numeral 11.6.7 sólo en caso de que el transportista considere dentro de sus actividades de mantenimiento la perforación de tuberías bajo presión. 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.

11.2.2 Se deben actualizar los manuales de operación y mantenimiento cuando cambien las condiciones de operación o se realicen modificaciones técnicas al sistema, o anualmente en lo referente a los planes y procedimientos descritos, considerando su vinculación con las autoridades competentes.

11.3 Investigación de fallas. Estas 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 concernientes 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.

11.6 Operación y mantenimiento.

11.6.1 Cambio en la clase de localización. Estudio requerido. Cuando se registre un incremento en la densidad de población éste ocasionará un posible cambio en la clase de localización y se debe realizar un estudio 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) Las acciones necesarias para adaptar el ducto, en caso de que el mismo no cumpla con los requerimientos de la nueva clase de localización**.**

d) La probabilidad de presentarse una falla basándose en el historial de operación y mantenimiento del tramo, y

e) La máxima presión de operación permisible y el esfuerzo tangencial de operación correspondientes.

11.6.2 Confirmación y revisión de la MPOP. Cuando el esfuerzo tangencial correspondiente a la MPOP establecida en un tramo de tubería 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 9 siguiente:

Cuadro 9. Esfuerzo tangencial máximo

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 9, y
- El esfuerzo tangencial máximo debe ser el indicado en el Cuadro 9

d) La modificación de la MPOP de un tramo de tubería de acuerdo con este numeral, no excluye la aplicación de los numerales 11.30 y 11.34 de esta Norma.

e) La modificación de la MPOP que se requiera como resultado de un estudio de acuerdo con el numeral 11.6.1 de esta Norma, así como la reducción de presión, se deben realizar dentro de los 18 meses siguientes al cambio de clase de localización.

11.6.3 Máxima Presión de Operación Permisible: Con excepción de lo previsto en el último párrafo del inciso 11.6.2 c) no se debe operar un ducto a una presión que exceda los valores 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, entre el factor que se establece a continuación:

- Para tramos de ductos de acero operados a 689 kPa o mayor, la presión de prueba se divide entre el factor determinado en el cuadro siguiente:

Cuadro 10. Factores usados para presión de prueba

Clase de localización	Factor
1	1.25
2	1.25
3	1.50
4	1.50

c) La presión de operación 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 el capítulo 11 subcapítulo G sobre recalificación de tuberías de esta Norma;

d) La presión determinada como la máxima segura que se establece después de considerar la historia del tramo, particularmente el nivel de corrosión conocido y la presión de operación real de la tubería.

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

En caso de no resultar viable una reducción de la MPOP debido al cambio en la clase de localización de un ducto, 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.

11.6.3.1 La MPOP para las tuberías de transporte que en su construcción no fueron sometidas 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 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.

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

Se deberán observar las consideraciones siguientes en estos dispositivos:

a) Cuando se considere que un tramo de ducto debe operar por debajo de la máxima presión de operación permisible original, ésta se reducirá a la presión de operación adecuada y se deberá verificar que los dispositivos de protección por sobrepresión cumplan con el capítulo 7, inciso F de esta Norma. En su caso se deben cambiar y/o ajustar los dispositivos de protección por sobrepresión.

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 que se encuentran bien instalados y valorar que tienen la capacidad para las condiciones actuales de operación del ducto.

11.6.5 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.

11.6.6 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.

11.6.7 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.

11.6.8 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 natural.

Cuando en una tubería se purga el gas natural utilizando aire, el gas natural 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.

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

11.7 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.

11.7.1 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 en ese momento, se debe reducir la MPOP de acuerdo con el numeral 11.6.3

11.7.2 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 natural 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.

A. Patrullaje

11.8 Se debe establecer un programa de patrullaje para observar las condiciones superficiales adyacentes a la franja de desarrollo del sistema (antes derecho de vía) del ducto, en busca de indicios de fugas, condiciones inseguras del ducto, actividades de construcción, excavaciones, sustracción de dispositivos de protección catódica, 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 realizar el patrullaje.

11.8.1 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:

11.8.2 Se debe poner particular atención a las áreas pobladas y/o protegidas de biosferas, 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.

11.8.3 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 siguiente:

Cuadro 11. 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

11.9 Requisitos generales de los señalamientos. Los señalamientos deberán ser para localizar el trayecto del ducto enterrado, delimitar la franja de desarrollo 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.

11.10 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:

11.10.1 Debe cubrir la distancia mínima entre cada señalamiento

Cuadro12. Distancia mínima entre cada señalamiento

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

11.10.2 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 y ferrocarril;

b) En ambos lados del cruce aéreo, fluvial y otros cuerpos de agua:

c) En cambios de dirección mayores a 30 grados, y

d) En instalaciones superficiales como válvulas de seccionamiento, trampas de diablo, 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.

11.10.3 Del contenido mínimo de información en el señalamiento

a) El señalamiento debe contener alguna de las siguientes palabras: “Advertencia, cuidado, precaución”. Estas palabras deberán tener un alto de 25 por 6 mm de ancho y ser seguido de las frases:

b) “tubería a presión bajo tierra, gas natural”

c) “no cavar, no golpear, no construir”. (Esta frase puede ir en letras o en símbolo).

d) “En caso de emergencia, llamar a: (Nombre del Transportista)”

e) “Teléfonos: Clave lada, teléfono(s) local y/o número libre de cargo” y

f) “Los señalamientos deberán ir en fondo color amarillo y letras color negro”

11.10.4 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 transportista, teléfono(s) del mismo, y las leyendas gas natural, no cavar.

c) En ambos casos, el transportista deberá considerar medidas adicionales en el programa de operación y mantenimiento.

d) Cuando en la franja de desarrollo del ducto existan dos o más ductos, el transportista podrá indicar con un solo señalamiento la distancia a que se encuentran los lomos de todos los ductos.

C. Reparaciones

11.11 Requisitos generales de los procedimientos de reparación. Se deben tomar medidas temporales para proteger inmediatamente al público, 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.

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

11.11.2 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 debe apegarse a lo indicado en el capítulo 8 de esta Norma.

11.11.3 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.

11.11.4. Todas las reparaciones deberán ser inspeccionadas radiográficamente 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.

11.12 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. Si la reparación provoca una disminución de la pared del tubo, el espesor de pared remanente deberá presentar las características siguientes:

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.

11.12.1 Las abolladuras y hendiduras se deben retirar de los tubos de acero que van a operar a presiones que producen un esfuerzo tangencial del 30% (treinta por ciento), o más de la RMC, en los casos siguientes:

a) En situaciones tales como una rasgadura, muesca, ranura, o quemadura de arco de soldadura que puedan causar concentración de esfuerzos, y

b) Cuando afecten la soldadura longitudinal o circunferencial.

c) Cuando las hendiduras tengan más de 6 mm en tubos de 324 mm o menor en diámetro exterior, y

d) Cuando las hendiduras tengan más del 2% (dos por ciento) del diámetro nominal en tubos mayores de 324 mm de diámetro exterior.

11.12.2 Para el propósito de esta sección, una abolladura 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.

11.12.3 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. Si se realiza una reparación por esmerilado, la quemadura de la soldadura de arco debe ser completamente removida y el espesor de pared remanente debe ser, como mínimo, igual a:

a) El espesor de pared mínimo requerido por las tolerancias de la especificación a la cual se fabricó el tubo;

b) El espesor de pared nominal requerido para la presión de diseño de la tubería.

11.12.4 Las abolladuras, muescas, quemaduras por soldadura de arco o hendiduras no se debe reparar con parches de inserción, golpeteo y/o martillado, y

11.12.5 Las abolladuras, muescas, quemaduras por soldadura de arco o hendiduras que vaya a ser removida de un tramo de tubo, debe ser retirada cortando la parte dañada como un carrete.

11.13 Reparación permanente de imperfecciones y daños en campo.

11.13.1 Las imperfecciones o daños que se describen a continuación, deberán ser reparados, de acuerdo a lo establecido en el numeral 11.13.2

a) Las hendiduras con una profundidad mayor de 10% (diez por ciento) de espesor nominal de pared;

b) Aquéllas que provoquen una concentración de esfuerzos, tales como estrías, muescas, rasgadura, quemadura por soldadura, etc.

c) 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.

d) Toda corrosión exterior que exceda la tolerancia en profundidad y longitud para una presión de operación segura, de acuerdo a la práctica internacionalmente reconocida.

11.13.2 Las imperfecciones o daños descritas en el numeral 11.13.1, 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 envolventes bipartidas soldables sobre el área total dañada del tubo, las soldaduras circunferenciales son opcionales;

d) Retirando el defecto por medio de 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 nominal 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 operación, 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;

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

a) Se sacará 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 envolvente 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 envolvente 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 envolventes bipartidas soldables de diseño apropiado.

11.15 Reparación permanente de fugas en campo. La reparación definitiva de una fuga en campo, en un ducto de transporte, se debe realizar considerando lo siguiente:

a) Para reparar el tramo de ducto se debe sacar 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 envolventes 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 que tome como base las prácticas internacionalmente reconocidas.

11.16 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 a lo establecido en el numeral 10.3 de esta Norma.

11.17 Prueba de las reparaciones realizadas por soldadura. Las reparaciones que se realicen por soldadura de acuerdo con los numerales 11.12, 11.13 ,11.14 y 11.15anteriores deben examinarse bajo el criterio establecido en el numeral 8.10 de esta Norma.

11.18 Envolventes de refuerzo. Las envolventes 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 envolventes deberán presentar las características siguientes:

- La concentración de esfuerzos a la flexión de la tubería debe localizarse dentro de la envolvente;
- El material de la envolvente 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.

11.19 Resistencia de las envolventes de refuerzo. La resistencia de las envolventes deberá ser calculada de acuerdo con la Práctica internacionalmente reconocida aplicable, debiéndose de utilizar un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo a lo establecido en el numeral 8.3.

11.20 Envolventes contenedoras de presión. Se permite el uso de envolventes 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 envolvente 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 envolvente.

D. Estaciones de compresión

11.21 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 11.35 y 11.36 de esta Norma. Asimismo, se deben probar periódicamente para determinar que abren a la presión establecida.

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

11.21.2 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.

11.22 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.

11.23 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.

11.23.1 Los tanques superficiales de almacenamiento se deben proteger de acuerdo con las Prácticas internacionalmente reconocidas.

11.24 Detección de gas. Las áreas que forman parte de una estación de compresión deben contar con sistemas fijos de detección de gas natural 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.

11.24.1 Salvo cuando se requiera parar el sistema para mantenimiento de acuerdo con el numeral siguiente, los sistemas de detección de gas natural con alarma requeridos por esta sección deben monitorear continuamente la estación de compresión para detectar concentraciones de gas natural 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.

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

11.25 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

11.26 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.

11.27 Prueba de dispositivos de relevo de presión.

11.27.1 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.

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

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

11.28 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

11.29 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 dos veces 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. Recalificación.

Esta parte describe los requerimientos mínimos que se deben cumplir para incrementar la máxima presión de operación permisible en un sistema de transporte, de acuerdo a lo siguiente:

11.30 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) 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

b) Las fugas detectadas se deben reparar antes de realizar un nuevo incremento de presión y siguiendo el procedimiento correspondiente

11.31 Documentación. Cuando se someta un tramo de tubería a condiciones de operación más exigentes, se debe contar con un registro de las acciones realizadas en los ductos, investigaciones, trabajos y pruebas de presión desarrolladas.

11.32 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.

11.33 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 localización a excepción de lo previsto en el numeral 11.34 de esta Norma.

11.34 Recalificación de un sistema de transporte que operará a una presión que producirá un esfuerzo tangencial de 30% o mayor de la RMC. No se deberá someter un tramo de tubería de acero a una presión de operación que produzca un esfuerzo tangencial de 30% (treinta por ciento) o más de la RMC y que dicha presión sea mayor que la MPOP establecida, a menos que se cumplan los requerimientos establecidos en esta sección:

a) Revisar el diseño, operación e historial de mantenimiento del sistema de transporte;

b) Revisar las pruebas previas del sistema de transporte y determinar si el incremento de presión propuesto es seguro y congruente con los requerimientos de esta Norma;

c) Realizar detección de fugas (en caso de que no se haya realizado en más de 1 año) y reparar las que se encuentren;

d) Realizar investigación de espesores, y

e) Realizar cualquier reparación, reemplazo y/o alteración requeridos en el sistema de transporte que sean necesarios para disponer de una operación segura a la presión incrementada.

11.34.1 Una vez satisfechos los incisos 11.34 (a), (b) y (c) anteriores, se podrá aumentar la MPOP del sistema de transporte a la máxima presión permitida conforme con el numeral 11.6.3 de esta Norma, utilizando como presión de prueba la presión más alta a la cual dicho tramo de tubería estuvo sujeto (ya sea en una prueba de resistencia o en operación).

a) Se podrá aumentar la MPOP establecida si la tubería cumple, como mínimo, con uno de los requerimientos siguientes:

i) Que el sistema de transporte sea exitosamente probado de acuerdo con los requerimientos de esta Norma para una línea nueva del mismo material y especificación en la misma localización;

ii) Si el sistema de transporte localización clase 1 no ha sido probado previamente podrá establecerse un incremento en la MPOP cuando:

- La nueva MPOP no exceda 80% (ochenta por ciento) de lo permitido para una línea nueva del mismo diseño y en la misma localización, y
- Se determine que la nueva MPOP es congruente con la condición del sistema de transporte y los requerimientos de diseño de esta Norma.

b) El aumento de presión se debe realizar mediante incrementos iguales al 10% (diez por ciento) de la presión de operación original o al 25% (veinticinco por ciento) del diferencial de presión, el que implique el menor número de incrementos.

c) Aislar el tramo del sistema de transporte en el que se incrementará la presión de cualquier tramo adyacente que continuará operando a una presión menor,

d) En caso de ser necesario instalar reguladores de presión en la instalación de los usuarios finales para asegurar que el sistema de transporte funcione correctamente.

11.35 Recalificación de un sistema de transporte que operará a una presión que producirá un esfuerzo tangencial menor de 30% de la RMC. No se deberá someter un tramo de tubería de acero a una presión de operación que produzca un esfuerzo tangencial menor de 30% (treinta por ciento) de la RMC y que dicha presión sea mayor que la MPOP establecida, a menos que se cumplan los requerimientos establecidos en esta sección.

a) Revisar el diseño, operación e historial de mantenimiento del sistema de transporte en cuestión;

b) Realizar detección de fugas (en caso de que no se haya realizado en más de 1 año) y reparar las que se encuentren;

c) Realizar investigación de espesores;

d) Realizar las reparaciones, reemplazos o cambios que sean necesarios en el sistema de transporte para que opere con seguridad cuando se incremente la presión;

e) Reforzar las derivaciones, codos y terminaciones de las uniones de tubos que hayan sido acoplados por compresión en las uniones macho o campana, con el objeto de evitar fallas en los ramales, curvaturas o terminaciones de las tuberías, en caso de encontrarse expuestos;

f) Aislar el tramo del sistema de transporte en el que se incrementará la presión de cualquier tramo adyacente que continuará operando a una presión menor;

g) En caso de ser necesario, instalar reguladores de presión en la instalación de los usuarios finales para asegurar que el sistema de transporte funcione correctamente;

11.35.1 Después de cumplir con lo señalado en el numeral anterior, el incremento de la MPOP se hará gradualmente con incrementos iguales a 70 kPa, o 25% (veinticinco por ciento) del total de la presión que se incrementará, lo que implique el menor número de incrementos.

11.36 Documentación. Los reportes de las revisiones, estudios, trabajos y resultados de las pruebas para recalificar una tubería se deben conservar durante la vida operativa de la instalación.

11.37 Evaluación de ingeniería. Para conocer la integridad del sistema para su dictamen de inicio de operaciones, se debe llevar a cabo una Evaluación de ingeniería, la cual debe considerar el historial de diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad. Cuando la información anterior no se encuentre disponible o en malas condiciones para su interpretación, se deben realizar las pruebas e inspecciones necesarias. Entre éstas se encuentran la medición de espesores, pruebas de presión, inspección de la protección catódica, excavaciones para verificar el estado del recubrimiento, entre otras.

11.38 Calibración de espesores. Con la finalidad de controlar 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 estaciones de compresión, estaciones de regulación y medición, pasos aéreos y trampas de diablos. Estas mediciones se deben efectuar anualmente y una vez que se cuenten con suficientes datos para estimar la velocidad de desgaste, se debe establecer un programa de calibración en base a los espesores encontrados.

H. Desactivación y reactivación de tuberías.

11.39 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.

11.40 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.

11.41 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.

12. Programa de prevención de accidentes.

12.1 Requisitos generales. Se debe contar con un programa para la prevención de accidentes de conformidad con lo establecido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

12.2 Programa de prevención de daños. 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 programa 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.

13. Vigilancia

13.1 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.

13.2 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 natural. (Ver Apéndice III Procedimiento de Evaluación de la Conformidad).

14. Concordancia con normas internacionales

No es posible concordar con el concepto internacional por razones particulares de este país.

15. Bibliografía

La bibliografía que se considera 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-2000, 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 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.

ASME B 31.8-2007, 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, Buttweldingends.

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 ½”-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 ½" 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, ExplosionPreventionSystems, 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.

16. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana, cancela y sustituye a la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999, 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.

APENDICE I

CONTROL DE LA CORROSION EXTERNA EN TUBERIAS DE ACERO ENTERRADAS Y/O SUMERGIDAS

INDICE

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** Anodos 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 Anodo: Elemento emisor de corriente eléctrica; es el electrodo de una celda en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

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

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

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

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

2.8 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.

2.9 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.

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

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

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

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

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

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

2.16 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.

2.17 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.

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

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

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

2.21 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.

2.22 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.

2.23 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.

2.24 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.

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

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

2.27 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.

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

2.29 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.

2.30 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.

2.31 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.

2.32 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.

2.33 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 la protección catódica complementaria.

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 recubrimiento anticorrosivo;
- 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 Puenteos eléctricos. Cuando en el derecho de vía 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 puenteos 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) Anodos galvánicos o de sacrificio, y

b) Corriente impresa.

3.3.1 Anodos 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/CuSO4) 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, 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 el derecho de vía de la tubería y en todos los cruzamientos con estructuras metálicas enterradas, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, en caso de ser posible.

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.

Cuando las estaciones de registro eléctrico de protección catódica no se puedan colocar de acuerdo a lo establecido en el numeral 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.

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 recubrimiento dieléctrico 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 recubrimiento dieléctrico, se deben tomar las acciones correctivas mencionadas en el inciso 3.2.2 b) que garanticen la integridad de la tubería.

Cuando se detecten daños en el recubrimiento anticorrosivo que sean de una magnitud que justifique su reposición, se deben aplicar recubrimientos anticorrosivos compatibles con el existente.

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.

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.

3.11 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, puenteos 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 explosivas), por lo que su instalación en esas áreas debe satisfacer la clasificación eléctrica de áreas conforme a la NOM-001-SEMP-1994.

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) Electrodos 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-SEMP-1994. 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-SEMP-1994.

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 puenteos 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 NATURAL

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 natural en ductos, que deben cumplir los permisionarios de 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 natural con aire, en la tabla siguiente:

Tabla 1.- Límites de explosividad en porcentaje/volumen de concentración de gas en aire

Límite de explosividad	Gas natural
Límite Inferior de Explosividad (LIE)	5 %
Límite Superior de Explosividad (LSE)	15 %

3.1 Atención a reportes de fugas. El permisionario 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 esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de gas, el permisionario, para evitar riesgos, 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, 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 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 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, 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 natural 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 o distribución;

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, excepto cuando se utiliza el gas natural que conduce la tubería, 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 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 natural mediante un espectrómetro de banda infrarrojo 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 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 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 reemplazo 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 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. 2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.	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.
3. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.	Debe notificarse a las autoridades competentes como son: la Comisión Reguladora de Energía, protección civil, policía y bomberos.
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.	La acción inmediata en algunos casos puede requerir de uno o más de los pasos siguientes:
5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en un espacio confinado.	a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia del permisionario;

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.	b) Evacuación del área; c) Acordonamiento del área; d) Desviación del tráfico; e) Eliminación de las fuentes de ignición;
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.	f) Ventilación del área, y g) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios.

Tabla 3. Fugas de grado 2

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCION
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:
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) Cantidad y migración del gas; b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo;
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.	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.

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 debe conservar la documentación que demuestre cada monitoreo de fugas de acuerdo con los resultados, conclusiones y acciones realizadas.

El permisionario 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 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.

6.2 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.

6.2.1 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.

6.3 Autoevaluación. El permisionario 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.

APENDICE III

PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACION DE LA CONFORMIDAD

INDICE

1. Objetivo y alcance

2. Referencias

3. Definiciones

4. Disposiciones generales

5. Sistema de transporte de gas natural

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

7. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural.

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-2010, Transporte de gas natural (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 natural

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;

Evidencia Objetiva: La información que puede ser probada como verdadera, basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros medios,

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 Transportista: El receptor de los servicios de verificación, titular de un permiso de transporte, propietario, responsable y/o usuario del sistema de transporte;

3.8 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 señalado en el numeral anterior, deben contar con un certificado 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 o el 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 hacia un Transportista está delimitada por lo siguiente:

a) La UV que seleccione el permisionario no debe tener, durante el proceso de verificación, relación comercial alguna ni ser empleado del permisionario, para evitar conflicto de intereses.

b) Cuando la Comisión observe insuficiencias que afecten la imparcialidad y la confiabilidad en la contratación de servicios de verificación, la Comisión, las UV´s 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 transportista, establecerá los términos y condiciones de los trabajos de verificación, excepto cuando la verificación sea requerida por la Comisión.

a) Particularmente, el 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 en 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 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-hombres) 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, así como el grado de cumplimiento de las normas de referencia indicadas en el numeral 3 de esta Norma que apliquen según la solicitud de servicio.

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 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 Transportista deberá entregar a la UV la información convenida en los plazos acordados.

4.7.4. La UV puede emitir informes al Transportista, a efectos de informarle el estado que guarda el proceso de verificación y las condiciones especificas 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 Transportista. En su caso, el 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 transportista en conformidad con el artículo 91 de la LFMN.

5. Sistema de transporte de gas natural

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 mexicanas y normas oficiales mexicanas indicadas en esta Norma, y

c) Las prácticas internacionalmente reconocidas aplicadas por el transportista para cubrir los aspectos no previstos por las normas mexicanas y las normas oficiales mexicanas aplicables, en conformidad con el anexo de autorregulación del Título de permiso

A. Diseño

5.1.1 La UV debe verificar que el permisionario 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 permisionario 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 natural cumple con los flujos y presiones críticas del sistema cuando opera bajo las condiciones de máxima demanda de gas natural;

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 natural 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 natural 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 natural 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 natural

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	**NOM-007-SECRE-2010**	**Otras normas**	**ASME B 31.8-2007**	**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.
Tubos nuevos	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	
Presión de diseño y espesor de pared de tubos de acero	7.7 a 7.12		841.11	192.105; 192.107; 192.113; 192.115	
Protección contra cargas externas	7.1; 7.2		840.1; 841.113; 841.114	192.103; 192.111	
Componentes especiales	7.21 a 7.23		831.35; 831.4; 831.5; 831.6	192.153; 192.155; 192.157	
Flexibilidad	7.24			192.159	
Soportes y anclajes	7.25			192.161	
Válvulas de seccionamiento	7.36; 7.37		831.1; 846.11; 846.21	192.145	
Protección contra sobrepresiones	7.42 a 7.44		845.1; 845.21	192.195; 192.197	
Estaciones de medición y/o regulación, trampa de diablos	7.45 a 7.50	**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 alivio de presión	7.33; 7.42 a 7.44		845.3; 845.4	192.199; 192.201	
Estaciones de compresión	7.26 a 7.35		843.5	192.163 a 192.173	NOM-001-SEDE; ANSI/NFPA 70
Tanques soporte				192.175; 192.177	
Registros	7.38 a 7.41	**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	7.51; 7.52, 7.58		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	7.55, 7.56		862.1		*a): 5.2.1; * b): Secciones 6 y 7
Recubrimiento externo	7.58		862.112	192.461	*a): 5.1; *b): Secciones 4 y 5; NMX-S-14-SCFI-1993

Protección catódica	7.56, c)		862.113	192.463	*a): 5.3.1; 5.3.2; 5.2.3; *b):7.4.1; 7.4.2
Aislamiento Eléctrico			862.114	192.467	*a): 5.4; 5.4.1; *b): 4.3
Separación entre tuberías					*b): 4.3.10; 4.3.11
Estaciones de Prueba			862.115	192.469	*a): 5.9.1; *b): 4.5
Cables de prueba			862.115	192.471	
Corrientes de interferencia			862.116; 862.117; 862.215; 862.224	192.473	*a): 5.9.2; *b): Sección 9
Control de la corrosión interna	7.53; 7.54		863.2; 863.3	192.475; 192.477	
Control de la corrosión atmosférica	7.55		862.12	192.479; 192.481	
Tuberías para instrumentos, control y toma de muestras			845.5	192.203	

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 natural, cuentan con los certificados de calidad y hojas de especificación.

5.1.2.1 La UV debe verificar que el permisionario cuenta con los certificados de calidad 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 natural 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 natural 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 natural 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 natural

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Materiales y equipos	**NOM-007-SECRE-2010**	**Otras normas**	**ASME B 31.8-2007**	**DOT 49 CFR 192-09**	**Otros documentos**
Requisitos generales	6.1			192.53	
Tubos de acero	6.2; 6.4; 6.5	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; 6.4; 6.5			192.55	
Transporte de tubería	6.3			192.65	API RP5L; RP5LW

Componentes estándar	7.13 a 7.18;		814.2; 831.31; 831.32	192.143; 192.144; 192.149	ANSI B 16.9; MSS SP-75
Válvulas	7.16		831.11; 831.12	192.145	ANSI B 16.33; B 16.34; B16.38; API 6A; 6D
Bridas y accesorios bridados	7.17		831.21	192.147	ASME/ANSI B16.5; MSS SP-44
Dispositivos de alivio de presión	7.42 a 7.44		845.31	192.199; 192.201	API RP 520; RP 521; RP 526
Reguladores	7.49		831.13	192.197	
Medidores	7.50				

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 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 natural.

5.1.3.3 La UV debe constatar que el permisionario 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 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.

5.1.3.6 La UV debe comprobar que el proceso de construcción y pruebas del sistema de transporte de gas natural 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 natural. 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 natural, 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 natural

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del proceso	**NOM-007-SECRE-2010**	**Otras normas**	**ASME B 31.8-99**	**DOT 49 CFR 192-09**	**Otras normas**
Requisitos generales	9.1, 9.2		841.31	192.301 a 192.309; 192.317	
Ancho mínima de la franja de desarrollo del sistema (antes derecho de vía)	9.3				
Espaciamiento mínimo entre estructuras subterráneas	7.5		841.143	192.325	
Encamisado	9.7		841.144	192.323	

Cubierta mínima	7.6		841.141; 841.142	192.319; 192.327	
Instalación de tubos, inspección y reparación de daños	9.6; 9.8 a 9.10		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, 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 8.12		826; 827	192.241; 192.243; 192.245	
Pruebas de hermeticidad	10.1 a 10.10		841.32 a 841.36	192.503, 192.505; 192.515; 192.517	
Soportes y anclajes	7.25			192.161	
Estaciones de Compresión	7.26 a 7.35		843.1; 843.2	192.163 a 192.173	NOM-001-SEDE; ANSI/NFPA 70
Estaciones de Regulación	7.45 a 7.50			192.199; 192.201	
Registros	7.38 a 7.41		847.1 a 847.4	192.183 a 192.189	
Protección contra sobrepresión accidental	7.42 a 7.44		845.1; 845.21	192.195; 192.197	

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 permisionario 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 natural

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 COMPRESION

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 MEDICION Y REGULACION

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 natural

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 Requisitos para el personal calificado para la operación. Se debe verificar que el personal calificado tiene la documentación que avale que cuenta con los conocimientos, habilidades y destrezas requeridas para el desempeño de su trabajo, principalmente sobre la seguridad en la operación y mantenimiento del sistema conforme con el numeral 11.5 de esta Norma y con lo establecido en el "Convenio de colaboración para apoyar el establecimiento y la ejecución de programas de formación de recursos humanos y propiciar el desarrollo confiable, estable y seguro de la infraestructura en la industria del gas natural, celebrado entre la Comisión Reguladora de Energía y la Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas Natural, A.C.", en tanto no existan las normas Técnicas de Competencia Laboral (NTCL) aplicables, y los Certificados de Competencia Laboral respectivos, conforme con lo establecido por el Consejo de Normalización y Certificación Laboral (CONOCER).

5.1.4.3 La UV debe verificar que el permisionario 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 desarrollo 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 natural, 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 natural.
- 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 natural.
- 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 permisionario 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 natural cumple con esta Norma, para lo cual verificará que dicho sistema esta 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 natural. 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 natural, 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 natural

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	**NOM-007-SECRE-2010**	**Otras normas**	**ASME B31.8-2007**	**DOT-49-CFR-192 09**	**Otras normas**
Calidad del gas natural		NOM-001-SECRE-2003, 5.1		192.605	NOM-001-SECRE-97
Procedimientos de operación y mantenimiento	11.1, 11.2		850.2; 850.3	192.605	

Señalamientos	11.10		851.7	192.707	
Vigilancia	11.7		851.1	192.613	
Patrullaje	11.8		851.2	192.605; 192.705	
Cubierta de las zanjas			851.21; 851.22		
Detección de fugas	11.7, 11.9,		851.3	192.605, 192.706	
Dispositivos de control de presión	11.6.4			192.605	
Registros	11.6.6		853.5	192.605; 192.749	
Válvulas	11.6.5		853.41; 853.44; 853.45	192.605; 192.745	
Control de la corrosión externa	7.51, 7.52			192.605	
Control de la corrosión interna	7.53, 7.54			192.605	
Control del espesor de pared	11.67			192.605	
Dispositivos de inspección interna	7.19				
Estaciones de compresión	11.30 a 11.34		843.4; 853.1	192.605; 192.731 a 192.736	
Estaciones de medición y regulación	11.35 al 11.37		853.3	192.605; 192.739; 192.743	
Suspensión del servicio					
Interrupción de trabajos de mantenimiento					
Servicio de emergencia	11.6				
Reparaciones y pruebas	11.10, 11.18; 7.57 a 11.38		851.4; 851.5	192.711 a 192.719	
Perforación de tuberías	7.20; 11.6.7				API 2201
Purgado de tuberías	11.6.8		841.275	192.629	
Confirmación y revisión de la MPOP	11.6.2, 11.6.3, 11.38 al 11.43		845.61 a 845.64	192.551 a 555, 192.619	
Decremento de la MPOP de tuberías	11.6.2 a 11.6.3		854.1 a 854.4	192.609; 192.611; 192.619	
Concentración de gente en clases de localización 1 y 2			855		
Documentación	11.40		851.6	192.709	
Evaluación de la ingeniería	11.69				
Desactivación y abandono de tuberías	11.21; 11.46, 11.48		851.8	192.727	
Reactivación y conversión de tuberías	11.47		851.9; 856		
Programa de capacitación y/o entrenamiento	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 cuenta con el Programa de Prevención de Accidentes (PPA), mismo que debe cumplir con los requerimientos de la guía en su versión vigente denominada “Guía para el desarrollo de un programa de prevención de accidentes” emitida por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). Este programa deberá contener como mínimo con lo establecido en el capítulo 12 de esta Norma.

5.1.6 La UV debe comprobar que el sistema de transporte de gas natural 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 natural. 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 natural 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 natural

Parte 1.- Requisitos mínimos		Parte 2.- Documentos de referencia		
Característica del sistema	**NOM-007-SECRE-2010**	**ASME B31.8-2007**	**DOT-49-CFR-192 09**	**Otras normas**
Programa de Prevención de Accidentes	12.1	850.41		
Evaluación del riesgo del ducto	12.1.2.2	850.42		
Análisis de vulnerabilidad en la vecindad del derecho de via del ducto	12.1.2.3	850.43		
Inventario y mantenimiento de equipos y servicios de emergencia	12.1.2.5			
Plan de emergencias	12.1.2.6			
Capacitación y simulacros	12.1.2.7			
Evacuación	12.1.2.8.5			
Notificación	12.1.2.8.6			
Empresas organizadas en grupos de ayuda mutua	12.1.2.8.7			
Programa de prevención de daños	12.2	850.7	192.614	

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 natural, 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 natural 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 natural.

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 certificados de calidad 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.

h) Revisar la bitácora de supervisión, operación y mantenimiento.

i) Comprobar en forma aleatoria los señalamientos y letreros de la franja de desarrollo del sistema por donde se instalan los ductos de transporte de gas natural.

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 desarrollo de los ductos del sistema de transporte de gas natural.

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 considera 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, m^2
Anodos 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 puenteos 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 natural, 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-2010; Apéndice I**	**NACE RP 0169-1996**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**ASME B 31.8-2007**
Requisitos generales	3	Sección 3	192.451; 192.453	861; 862.111
Recubrimientos	3.1	Secciones 4 y 5	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
Anodos de sacrificio	3.3.1	7.4.1	192.463	862.113
Corriente impresa	3.3.2	7.4.2	192.463	862.113
Puenteos 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	

6.1.2.2 Recubrimientos para aplicar en campo.- La UV debe verificar que los recubrimientos para aplicar en campo cuentan con certificados o registros, en su caso, de cumplimiento con las normas aplicables. 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 natural 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-2010, Apéndice I**	**NACE RP 0169-1996**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**ASME B 31.8-2007**
Tubos recubiertos		Sección 5		
Recubrimientos para aplicar en campo	3.1	Sección 5	192.461	862.112
Anodos 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 natural 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-2010, Apéndice I**	**NACE RP 0169-1996**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**ASME B 31.8-2007**	**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 natural 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-2010, Apéndice I**	**NACE RP 0169-1996**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**ASME B 31.8-2007**
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 natural 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-2010, Apéndice I**	**Otras normas**	**NACE RP 0169-1996**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**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-2005			
Del equipo eléctrico	3.11.4.2	NOM-001-SEDE-2005			
Contra corto circuito	3.11.4				
De las pruebas eléctricas	3.11.4.3				
Señalización de instalaciones eléctricas	3.11.5	NOM-001-SEDE-2005			

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 certificado de 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	Inciso 3.5 a) o b) del Apéndice I de esta Norma

Cambios de potencial por corriente impresa

Cambio de potencial de polarización	Inciso 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 natural

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 natural. 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 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 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 natural 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-2010, Apéndice II**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**ASME B 31.8-2007**
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 natural, 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-2010, Apéndice II**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**ASME B 31.8-2007**
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 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 natural 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-2010, Apéndice II**	**CFR 49 DOT 192-2009**	**ASME B 31.8-2007**
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		

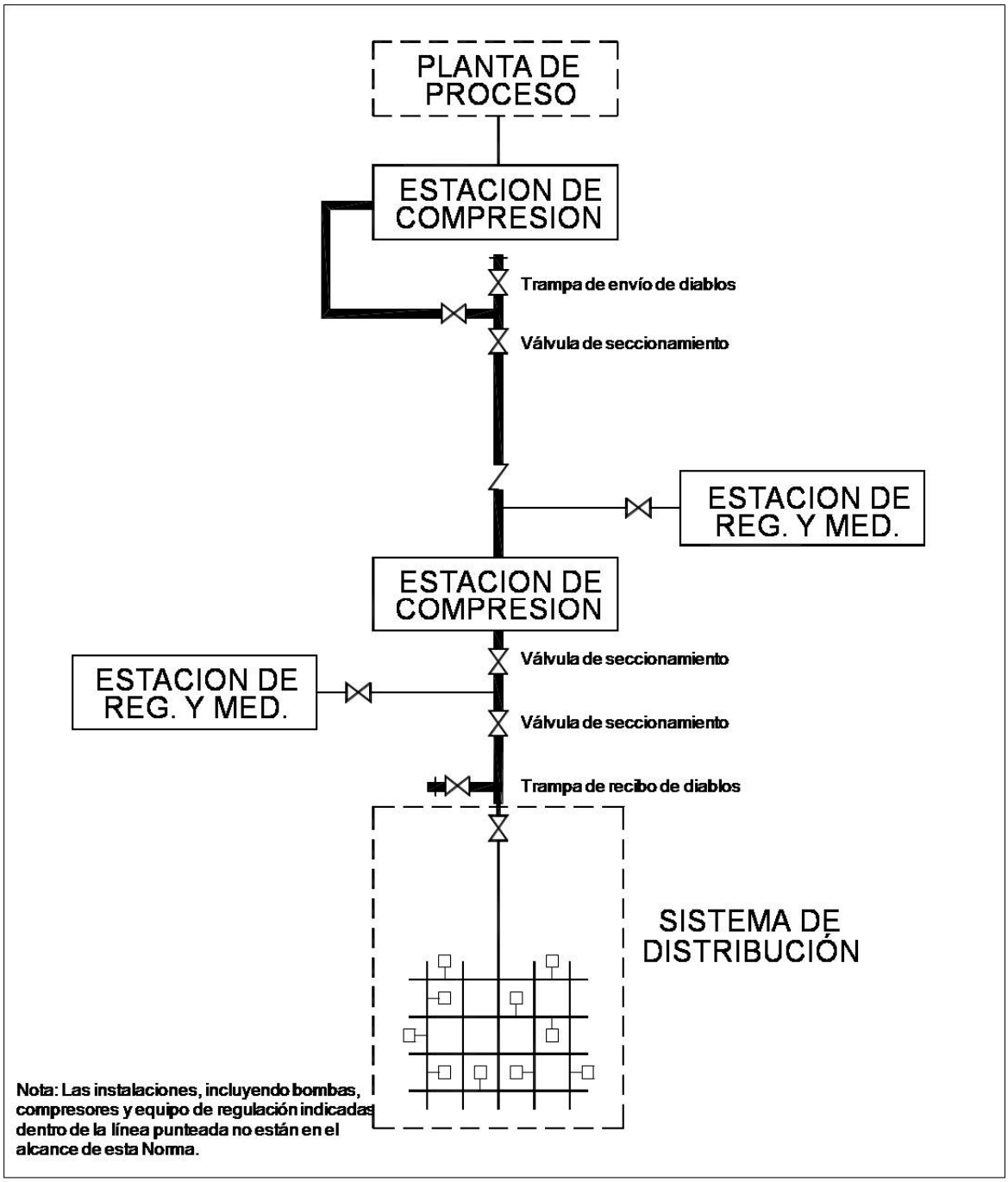
NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior no es de aplicación obligatoria ni es obligatorio el cumplimiento de sus especificaciones.

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, D.F., a 9 de diciembre de 2010.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro**, **Rubén F. Flores García**, **Israel Hurtado Acosta**, **Noé Navarrete González**.- Rúbricas.

Diagrama 1


PLANTA DE PROCESO
ESTACION DE COMPRESION
Trampa de envío de diablos
Válvula de seccionamiento
ESTACION DE REG. Y MED.
ESTACION DE COMPRESION
Válvula de seccionamiento
ESTACION DE REG. Y MED.
Válvula de seccionamiento
Trampa de recibo de diablos
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
Nota: Las instalaciones, incluyendo bombas, compresores y equipo de regulación indicadas dentro de la línea punteada no están en el alcance de esta Norma.