

DOF: 18/08/2017**NORMA Oficial Mexicana NOM-003-ASEA-2016, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.****Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.**

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-003-ASEA-2016, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS.

CARLOS SALVADOR DE REGULES RUIZ-FUNES, Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con fundamento en el artículo Transitorio Décimo Noveno, segundo párrafo, del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, y en lo dispuesto por los artículos 1o., 95 y 129, de la Ley de Hidrocarburos; 28, fracción II y 31, fracción I, de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 1o., 2o., fracción I, 17 y 26, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1o., 2o., 3o., fracción XI, inciso c) y d), 5o., fracciones III, IV y XXX, 6o., fracciones I, incisos a) y d), II, inciso a), 27 y 31, fracciones II, IV y VIII, y el Transitorio Quinto, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 1o., y 4o., de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1o., 38, fracciones II, V y IX, 40, fracciones I, III, XIII, XVII y XVIII, 41, 43, 47, fracción IV, 73 y 74, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28, 34, 80 y 81, del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, 1o., 2o., fracción XXXI, inciso d), 5o., fracción I, 8o., fracción III, 41, 42, 43, fracción VIII, y 45 BIS del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y 1o., y 3o., fracciones I, V, VIII, XX, XXXVIII y XLVII del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, y

CONSIDERANDO

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

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

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

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

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

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

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 40 fracciones I, XIII de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las Normas Oficiales Mexicanas tienen entre otras las finalidades de las

características y/o especificaciones que deban reunir los productos y procesos cuando éstos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana, animal, vegetal, el medio ambiente general y laboral, o para la preservación de recursos naturales, las características y/o especificaciones que deben reunir los equipos, materiales, dispositivos e instalaciones industriales, comerciales, de servicios y domésticas para fines sanitarios, acuícolas, agrícolas, pecuarios, ecológicos, de comunicaciones, de seguridad o de calidad y particularmente cuando sean peligrosos.

Que el 17 de julio de 2007, fue publicada en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana NOM-129-SEMAR-NAT-2006, Redes de distribución de gas natural.-Que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.

Que el día 13 de mayo de 2013 fue publicada en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por ductos, la cual establecía los requisitos mínimos que deben cumplirse en el diseño, construcción, pruebas, inspección, operación, mantenimiento y seguridad, de los Sistemas de distribución de gas natural y de Gas Licuado de Petróleo por ductos.

Que derivado de la Reforma Constitucional en materia de Energía y el artículo Transitorio Quinto de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por ductos y la Norma Oficial Mexicana NOM-129-SEMARNAT-2006, Redes de distribución de gas natural.- Que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios, fueron transferidas a la Agencia, ya que contienen elementos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente competencia de esta Autoridad.

Que dichas Normas fueron inscritas en el Programa Nacional de Normalización 2017 para su modificación a través del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Que derivado de los avances tecnológicos y nuevas prácticas de la ingeniería, se requiere la actualización de las especificaciones técnicas y criterios de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento, de los Sistemas de Distribución de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Ductos.

Que la presente Norma Oficial Mexicana fue aprobada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en su Tercera Sesión Ordinaria celebrada el día 11 de agosto de 2016, para su publicación como Proyecto ya que cumplió con todos y cada uno de los requisitos necesarios para someterse al periodo de consulta pública.

Que de conformidad con lo previsto por los artículos 47 fracción I y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, con fecha 12 de septiembre de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-003-ASEA-2016, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ductos, mismo que tuvo una duración de 60 días naturales y los cuales empezaron a contar a partir del día siguiente de la fecha de su publicación plazo durante el cual, la Manifestación de Impacto Regulatorio a que se refiere el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, estuvo a disposición del público para su consulta.

Que cumplido el procedimiento establecido en los artículos 38, 44, 45, 47 y demás aplicables de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, para la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Seguridad Industrial y Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en su 3a. Sesión Extraordinaria de fecha 5 de enero de 2017 aprobó la respuesta a comentarios y la presente Norma Oficial Mexicana NOM-003-ASEA-2016, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ductos, para su publicación, cancelando y sustituyendo a la NOM-003-SECRE-2011, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por ductos y a la NOM-129-SEMARNAT-2006 Redes de distribución de gas natural.- Que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2013 y 17 de julio 2007, respectivamente.

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

En virtud de lo antes expuesto, se tiene a bien expedir la presente Norma Oficial Mexicana:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-003-ASEA-2016, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS

PREFACIO

La presente Norma Oficial Mexicana fue elaborada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización en Materia de Seguridad Industrial, Operativa y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con la colaboración de los sectores siguientes:

- A) Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal.**
 - 1. Comisión Reguladora de Energía.
 - Coordinación General de Ingeniería y Normalización.
 - 2. Secretaría de Energía.
 - Dirección General de Transformación Industrial de Hidrocarburos.
- B) Organizaciones Industriales y Asociaciones del Ramo.**
 - 1. Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas Licuado y Empresas Conexas, A.C.
 - 2. Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C.
 - 3. Asociación Mexicana de Proveedores de Estaciones de Servicio, A.C.
 - 4. Asociación Nacional de la Industria Química, A.C.
 - 5. Compañía de Inspección Mexicana, S.A. de C.V.

6. Compañía Mexicana de Gas, S.A. de C.V.
 7. Diseño Especializado en Ingeniería a Sistemas Actualizados, S.A. de C.V.
 8. Distribuidora de Gas Natural México, S.A. de C.V.
 9. Engie México - GDF SUEZ Energía de México
 10. Evonik Industries de México, S.A. de C.V.
 11. Igasamex Bajío, S. de R.L. de C.V.
 12. Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.
 13. Gas Natural Fenosa.
 - Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V.
 - Gas Natural México, S.A. de C.V.
 14. Grannemann Lobeira, S. de R.L. de C.V.
 15. Petróleos Mexicanos.
 - Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño.
 - Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- C) Instituciones de investigación científica y profesionales.**
1. Instituto Politécnico Nacional
 - Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas.
 2. Universidad Nacional Autónoma de México
 - Instituto de Ingeniería.
 3. Universidad Nacional Autónoma de México
 - Facultad de Química.

ÍNDICE

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Diseño
6. Construcción
7. Pre-arranque
8. Operación y mantenimiento
9. Cierre y Desmantelamiento
10. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad
11. Grado de concordancia con normas nacionales o internacionales
12. Vigilancia

TRANSITORIOS

APÉNDICE NORMATIVO I

APÉNDICE NORMATIVO II

APÉNDICE NORMATIVO III

Bibliografía

1. Objetivo

La presente Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento, de los Sistemas de distribución de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Ductos.

2. Campo de aplicación

La presente Norma Oficial Mexicana es aplicable en todo el territorio nacional y es de observancia obligatoria para los Regulados que realicen las actividades de Distribución de Gas Natural y Gas Licuado del Petróleo por Ductos durante las etapas de diseño, construcción, pre-arranque, operación y mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento; desde el punto de transferencia físico del sistema de Transporte al de distribución o en su caso del almacenamiento al Sistema de distribución, hasta la salida del Medidor o de la Estación de regulación y medición del usuario final.

En materia de protección al medio ambiente, la presente Norma Oficial Mexicana no es aplicable a aquellos Proyectos de Sistemas de distribución de Gas Natural y Gas Licuado del Petróleo que afecten áreas naturales protegidas o con vegetación forestal, selvas, vegetación de zonas áridas, ecosistemas costeros o de humedales, así como aquellos que se pretendan ubicar

en zonas donde existan bosques, desiertos, sistemas ribereños, lagunares y en áreas consideradas como zonas de refugio y de reproducción de especies migratorias, en áreas que sean el hábitat de especies sujetas a protección especial, amenazadas, en peligro de extinción o probablemente extintas en el medio silvestre de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2001 o aquella que la modifique o sustituya, que por su ubicación, dimensiones, características o alcances produzcan impactos ambientales significativos, causen desequilibrios ecológicos y rebasen los límites y condiciones establecidos en la presente Norma Oficial Mexicana, y otros ordenamientos jurídicos aplicables.

3. Referencias

La aplicación de la presente Norma Oficial Mexicana se complementa, entre otras, con lo dispuesto en las referencias siguientes vigentes o las que la sustituyan:

NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización).

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, Tubos de polietileno para conducción de Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GLP) - Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-E-043-1977).

NMX-W-018-SCFI-2006, Productos de cobre y sus aleaciones.- Tubos de cobre sin costura para conducción de fluidos a presión, especificaciones y métodos de prueba.

NMX-X-021-SCFI-2014, Industria del Gas-tubos multicapa a base de polietileno y aluminio para la conducción de Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GLP)-especificaciones y métodos de ensayo.

NMX-X-044-SCFI-2008, Industria del Gas-Tubos multicapa de policloruro de vinilo clorado-aluminio- policloruro de vinilo clorado.

NMX-X-047-SCFI-2014 Industria del gas-tubos y conexiones de poliamida sin plastificante (PA-U) para la conducción de Gas Natural (GN)-especificaciones y métodos de prueba.

NMX-H-022-1989 Conexiones Roscadas de Hierro Maleable Clase 1.03 MPa (150 psi) y 2.07 MPa (300 psi).

4. Definiciones

Para efectos de aplicación e interpretación de la presente Norma Oficial Mexicana, se aplican los conceptos y definiciones dados en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, las disposiciones administrativas de carácter general emitidas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos aplicables y las definiciones siguientes:

4.1. Agencia: Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

4.2. Área unitaria: Porción de terreno que teniendo como eje longitudinal la tubería de Gas, mide 1600 metros de largo por 400 metros de ancho.

4.3. Atmósfera Peligrosa: Es aquella que puede exponer a una persona a riesgo de muerte, incapacidad, deterioro de la capacidad de auto rescate, lesión o enfermedad grave por alguna de las siguientes causas: gases, vapores o nieblas inflamables por arriba del 20% del límite inferior de inflamabilidad; partículas combustibles en el aire en una concentración que excede su límite inferior de inflamabilidad; concentración de oxígeno en el aire por debajo del 19.5% o por arriba del 23.5% en volumen.

4.4. Caída de presión: Pérdida de Presión ocasionada por fricción u obstrucción al pasar el Gas a través de tuberías, válvulas, accesorios, reguladores y Medidores.

4.5. Camisa: Ducto en el que se aloja una tubería conductora de Gas para protegerla de esfuerzos externos.

4.6. Cierre: Etapa del ciclo de vida de un Proyecto del Sector Hidrocarburos en la cual una Instalación deja de operar de manera definitiva, en condiciones seguras y libre de hidrocarburos, petrolíferos o cualquier producto resultado o inherente al proceso.

4.7. Clase de localización: Área unitaria clasificada de acuerdo a la densidad de población para el diseño de las tuberías localizadas en esa área.

4.8. Combustible: Material que genera energía térmica durante el proceso de combustión.

4.9. Combustión: Proceso químico de oxidación entre un combustible y un comburente que produce la generación de energía térmica y luminosa acompañada por la emisión de gases de combustión y partículas sólidas.

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

4.11. Desmantelamiento: Actividad en la que se realiza la remoción total o parcial, reutilización y disposición segura de equipos y accesorios de una Instalación.

4.12. Dispositivo de seguridad: Elemento protector contra sobrepresión o baja Presión en un Sistema de distribución, por ejemplo válvulas de seguridad, reguladores en monitor, entre otros.

4.13. Distribución: Actividad logística relacionada con la repartición, incluyendo el traslado, de un determinado volumen de Gas Natural o Petrolíferos desde una ubicación determinada hacia uno o varios destinos previamente asignados, para su Expendio al Público o consumo final.

4.14. Ducto de ventilación: Ducto o tubería que permite desalojar hacia la atmósfera el Gas acumulado dentro de un registro o Camisa subterránea.

4.15. Electrofundición: Método para unir tuberías y conexiones de materiales termoplásticos mediante el calor generado por el paso de corriente eléctrica a través de una resistencia integrada al elemento electro-soldable.

4.16. Estación de regulación: Instalación destinada a reducir y controlar la Presión del Gas a la salida de la instalación dentro de límites previamente definidos.

4.17. Estación de regulación y medición: Instalación destinada a cuantificar el flujo de Gas y controlar la Presión de éste dentro de límites previamente definidos.

4.18. 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.

4.19. Franja de desarrollo del sistema (antes derecho de vía): Franja de terreno donde se alojan las tuberías del Sistema de distribución.

4.20. Gas: Gas Natural o Gas Licuado de Petróleo.

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

4.22. Gas Licuado de Petróleo: Aquel que es obtenido de los procesos de refinación del Petróleo y de las plantas procesadoras de Gas Natural, y está compuesto principalmente de gas butano y propano.

4.23. Gas Natural: La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o Gas asociado al carbón mineral.

4.24. LFMN: Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

4.25. Límite de inflamabilidad: Límites de concentración superior e inferior de un Gas inflamable, sobre o debajo de los cuales no ocurre propagación de la llama en contacto con una fuente de ignición.

4.26. Línea de desvío o by-pass: Tubería que rodea a un instrumento o equipo, para desviar el flujo de Gas, con el objeto de repararlo o reemplazarlo.

4.27. Medidor: Instrumento utilizado para cuantificar el volumen de Gas que fluye a través de una tubería.

4.28. Normas Aplicables: Normas Oficiales Mexicanas o Normas Mexicanas; o en ausencia de éstas, los Estándares Internacionales, aplicables.

4.29. Poliamida: Polímero semicristalino con propiedades mecánicas y tenacidad elevada, excelentes características de deslizamiento y resistencia al desgaste.

4.30. Polietileno: Plástico basado en polímeros hechos con etileno como monómero esencial.

4.31. Presión: Magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular por unidad de superficie.

4.32. Presión de diseño: Presión máxima a la que se diseña el Sistema de distribución, misma que debe ser igual o mayor a la PMOP.

4.33. Presión manométrica: Presión que ejerce un Gas sobre las paredes del recipiente que lo contiene.

4.34. Presión máxima de operación (PMO): Presión máxima de funcionamiento real, es la presión más alta a la que opera un Sistema de distribución por Ducto durante un ciclo normal de operación.

4.35. Presión máxima de operación permisible (PMOP): Presión máxima a la cual un Ducto o sección de él puede ser operado de manera segura de acuerdo con lo determinado en el análisis de integridad.

4.36. Presión de operación: Presión a la que operan normalmente los segmentos del Sistema de distribución.

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

4.38. Prueba de hermeticidad: Procedimiento utilizado para asegurar que un Sistema de distribución o una parte de él, cumple con los requerimientos de no fuga y resistencia definidos en la presente Norma Oficial Mexicana.

4.39. Ramal: Tubería secundaria conductora de Gas que se deriva de la Tubería principal, formando las redes o circuitos que suministran Gas a las tomas de servicio de los usuarios.

4.40. 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 ambiente.

4.41. Registro: Espacio subterráneo en forma de caja destinado a alojar válvulas o una sección de la válvula, accesorios o instrumentos, para su protección.

4.42. Regulador de presión: Instrumento para disminuir, controlar y mantener a una Presión de salida deseada.

4.43. Regulados: Las empresas productivas del Estado, las personas físicas y morales de los sectores público, social y privado que realicen actividades reguladas y materia de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

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

4.45. Sistema de distribución: El conjunto de ductos, accesorios, reguladores, medidores y otros equipos para recibir, conducir y entregar Gas por medio de Ductos.

4.46. Termofusión: Es el método para unir tubería de materiales termoplásticos y sus accesorios, mediante la aplicación de calor.

4.47. Toma o acometida de servicio: Tramo de tubería a través del cual el Regulado suministra Gas a los usuarios, derivada de la Tubería principal o Ramal, hasta el medidor o medidores del usuario.

4.48. Transporte: La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios, que no conlleva la enajenación o comercialización de dichos productos por parte de quien la realiza a través de ductos. Se excluye de esta definición la Recolección y el desplazamiento de Hidrocarburos dentro del perímetro de un Área Contractual o de un Área de Asignación, así como la Distribución.

4.49. Trazo: La trayectoria de la tubería destinada a la conducción de Gas Natural.

4.50. Tubería principal: Tubería a través de la cual se abastecen los Ramales del Sistema de distribución de Gas.

4.51. Válvula de bloqueo: Dispositivo de cierre rápido para suspender el flujo de Gas.

4.52. Válvula de seccionamiento: Dispositivo instalado en la tubería para controlar o bloquear el flujo de gas hacia cualquier sección del Sistema de distribución.

4.53. Válvula de seguridad: Válvula de apertura o cierre por sobrepresión o por baja Presión.

5. Diseño

5.1. Tuberías.

El diseño de la tubería que conforma el Sistema de distribución, se sujetará a los siguientes requerimientos, según el material a emplear:

5.1.1. Tubería de acero.

5.1.1.1. Los tubos de acero que se utilicen para la conducción de Gas deben satisfacer lo dispuesto en la presente Norma Oficial Mexicana, así como los requerimientos mínimos de fabricación establecidos en las Normas Mexicanas vigentes; o en ausencia de éstas, los estándares internacionales aplicables, de acuerdo al tipo y características del tubo de acero que requiera el Sistema de distribución.

El espesor mínimo de la tubería se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$t = \frac{PxD}{2xSxFxE \times T}$$

Donde:

t = espesor de pared de la tubería en milímetros;

P = Presión manométrica de diseño en kPa;

D = diámetro exterior de la tubería en milímetros;

S = Resistencia mínima de cedencia (RMC) en kPa;

F = factor de diseño por densidad de población, ver Tabla 1;

E = factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería, ver Tabla 2, y

T = factor de corrección por temperatura del Gas, ver Tabla 3.

Tabla 1. Factor de diseño por densidad de población (F).

Clase de localización	F
1	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

Tabla 2. Factor de eficiencia de la 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 A 134	Soldadura por arco eléctrico	0.8
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00

ASTM A139	Soldado por arco eléctrico	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con 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
ASTM A 691	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.8
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.0
ASTM A 984	Soldadura por resistencia eléctrica	1.0
ASTM A 1005	Soldadura por doble arco sumergido	1.0
ASTM A 1006	Soldadura con rayo láser	1.0
API 5L	Soldadura eléctrica	1.00
	Sin costura	1.00
	Soldadura con arco sumergido (costura longitudinal o helicoidal)	1.00
	Soldado a tope en horno, soldadura continua	1.00
		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

Tabla 3. Factor de corrección por temperatura.

Temperatura K (°C)	Factor, T
394.12 (121) o menores	1.0
422.15 (149)	0.967
450.15 (177)	0.933
477.15 (204)	0.900
505.15 (232)	0.867

5.1.1.1.1. Clases de Localización.

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

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

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 debe ser reclasificado como clase 3 cuando el eje de dicho tramo se encuentre a una distancia igual o menor a 100 metros de:

a) Una construcción ocupada por veinte o más personas, al menos 5 días en la semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días y las semanas no tienen que ser consecutivos, por ejemplo: escuelas, hospitales, iglesias, salas de espectáculos, cuarteles y centros de reunión;

b) Un área al aire libre definida que sea ocupada por veinte o más personas, al menos 5 días a la semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días y las semanas no tienen que ser consecutivos, por ejemplo: campos deportivos, áreas recreativas, teatro al aire libre u otro lugar público de reunión, o

c) Un área destinada a fraccionamiento o conjunto habitacional o comercial que no tenga las características de la clase 4.

Localización clase 4. El Área unitaria en la que predominan construcciones de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja, donde el tráfico vehicular es intenso o pesado y donde pueden existir numerosas instalaciones subterráneas.

5.1.1.2. La tubería se debe diseñar con el espesor de pared requerido para soportar la Presión de diseño del Sistema de distribución y resistir las cargas externas bajo las cuales se sujetará la tubería después de su instalación.

5.1.1.3. La Presión de operación de un Sistema de distribución debe estar diseñada para no exceder la Presión máxima de operación en cualquier punto del sistema.

5.1.1.4. Cada componente de una tubería debe de resistir las presiones de diseño y otros esfuerzos previstos sin que se afecte su capacidad de servicio.

5.1.1.5. Los componentes de un sistema de tuberías incluyen válvulas, bridas, accesorios, cabezales y ensambles especiales. Dichos componentes deben estar diseñados de acuerdo con los requisitos aplicables de la presente Norma Oficial Mexicana, considerando la Presión de diseño y otras cargas previstas.

5.1.1.6. Los componentes de un sistema de tuberías deben cumplir con lo siguiente:

- a) Estar libres de defectos que puedan afectar o dañar la resistencia, hermeticidad o propiedades del componente, y
- b) Deben tener un certificado de calidad.

5.1.2. Tubería de Polietileno.

5.1.2.1. La tubería de Polietileno que se utilice para la conducción de Gas debe cumplir con los requerimientos de la Norma NMX-E-043-SCFI-2002 o aquella que la modifique o sustituya.

5.1.2.2. Cuando se utilice tubería de Polietileno para la conducción de Gas, la máxima Presión de operación de la tubería debe ser igual o menor a la Presión de diseño, la cual se determina con alguna de las fórmulas siguientes:

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

o

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

Donde:

P = Presión manométrica de diseño en kPa;

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

t = espesor de la tubería en milímetros;

D = diámetro exterior de la tubería en milímetros, y

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

5.1.2.3. Limitaciones de diseño de la tubería de Polietileno:

- a) La Presión de diseño no debe exceder la Presión manométrica de 689 kPa;
- b) No se debe usar tubería de Polietileno cuando la temperatura de operación del Gas sea menor de 244.15 K (-29 °C), o mayor que la temperatura a la cual se determinó el valor de la Sh que se aplicó en la fórmula del inciso 5.1.2.2 para calcular la Presión de diseño, y
- c) El espesor de pared de la tubería de Polietileno no puede ser, bajo ninguna circunstancia, menor de 1.57 mm.

5.1.3. Tubería de cobre.

5.1.3.1. Se debe usar tubería de cobre tipo K o L, y debe cumplir con los requerimientos de la Norma NMX-W-018-SCFI-2006 o aquella que la modifique o sustituya.

5.1.3.2. La tubería de cobre no debe superar una Presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).

5.1.4. Tubería multicapa (Polietileno-Aluminio-Polietileno).

5.1.4.1. La tubería multicapa PE-AL-PE que se utilice para la conducción de Gas debe cumplir con los requerimientos de la Norma NMX-X-021-SCFI-2014 o aquella que la modifique o sustituya.

5.1.4.2. Limitaciones de diseño de la tubería de PE-AL-PE:

- a) La tubería multicapa PE-AL-PE no debe superar una Presión de trabajo de 689 kPa (100 psi), y
- b) La tubería multicapa sólo se puede instalar entre la válvula de la acometida y el medidor.

5.1.5. Tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC.

5.1.5.1. La tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC que se utilice para la conducción de Gas debe cumplir con los requerimientos de la Norma NMX-X-044-SCFI-2008 o aquella que la modifique o sustituya.

5.1.5.2. Limitaciones de diseño de la tubería de CPVC-AI-CPVC:

- a) La tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC no debe superar una Presión de trabajo de 689 kPa (100 psi), y
- b) La tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC se puede instalar solamente entre la válvula de la acometida y el medidor.

5.1.6. Tubería de Poliamida sin plastificante PA11 y PA12 para la conducción de Gas Natural.

5.1.6.1. La tubería de Poliamida sin plastificante que se utilice para la conducción de Gas debe cumplir con lo establecido en la NMX-X-047-SCFI-2014 o aquella que la modifique o sustituya.

5.1.6.2. Cuando se utilice tubería de Poliamida sin plastificante para la conducción de Gas, la máxima Presión de operación de la tubería no debe exceder la Presión de diseño.

5.1.6.3. La Presión de diseño se determina con la fórmula siguiente:

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

Donde:

P = Presión de diseño en MPa;

MRS = Esfuerzo mínimo requerido en MPa;

SDR = Relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado, y

C = Factor de seguridad (2 o mayor).

5.1.6.4. Limitaciones de diseño de la tubería de Poliamida:

- a) La máxima Presión de operación no debe exceder la Presión manométrica de 1,800 kPa, cuando la tubería de Poliamida se fabrique con una Poliamida sin plastificante cuyo MRS sea igual a 18 y de 1,600 kPa cuando el MRS sea igual a 16;
- b) No se debe utilizar tubería de Poliamida cuando la temperatura de operación del material sea menor de 233 K, o mayor que la temperatura de 353 K, y
- c) El espesor de pared de la tubería de Poliamida sin plastificante no puede ser, bajo ninguna circunstancia, menor de 3.0 milímetros.

5.2. Accesorios.

5.2.1. Generalidades.

Los accesorios deben cumplir con los requisitos mínimos de seguridad establecidos en la presente Norma Oficial Mexicana y a falta de éstas con las Normas Aplicables.

Los accesorios deben satisfacer los requisitos establecidos en el diseño del Sistema de distribución y mantener sus propiedades físicas y químicas a la Presión y temperatura de diseño del mismo.

5.2.2. Accesorios de Acero.

5.2.2.1. En los Sistemas de distribución está permitido utilizar conexiones de acero al carbono, de acero forjado, con extremos soldables, bridados o roscados que admitan soportar la Presión de diseño y cualquier esfuerzo, vibración, fatiga o el propio peso de la tubería y su contenido. Las conexiones bridadas o roscadas no deben utilizarse en tuberías enterradas, a menos que se encuentren localizadas dentro de un Registro, con excepción de lo indicado en el numeral 5.2.2.2.

5.2.2.2. Está permitido usar accesorios bridados o roscados en interconexiones y/o válvulas de extremos soldable o bridado, los cuales deben contar con un sistema que garantice la protección mecánica (epóxicos líquidos, cintas epóxicas espumas, etc.) y catódica. Donde se coloque válvula como elemento de derivación y ésta se encuentre enterrada, debe contar con una caja de válvulas para verificar su operación o dentro de un registro para verificar su mantenimiento, dichos Registros deben cumplir el punto 6.6.2 de la presente Norma Oficial Mexicana.

5.2.3. Accesorios de Polietileno.

5.2.3.1. Las conexiones y accesorios de Polietileno que requiera el Sistema de distribución deben satisfacer las especificaciones mínimas establecidas en las Normas Aplicables para el diseño y fabricación.

5.2.3.2. Las conexiones y accesorios que se utilicen en tubería de Polietileno (por ejemplo tapones, coples, reducciones, tés) deben ser soldables por Termofusión, Electrofusión o mecánicas; estas últimas, pueden ser de unión roscada a compresión, o a compresión y utilizarse de acuerdo con lo indicado por el fabricante.

5.2.3.3. Las válvulas deben ser de cierre rápido, herméticas y con extremos soldables por Termofusión o Electrofusión.

5.2.4. Accesorios de Cobre.

5.2.4.1. Las conexiones y accesorios de cobre que requiera el Sistema de distribución deben satisfacer las especificaciones mínimas establecidas en las Normas Aplicables para el diseño y fabricación.

5.2.5. Accesorios de tubería PE-AL-PE.

5.2.5.1. Las conexiones de PE-AL-PE deben cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007 o aquella que la modifique o sustituya.

5.2.5.2. Las conexiones roscadas, compresión y mecánicas de tubería multicapa PE-AL-PE pueden ir enterradas, siempre y cuando se alojen dentro de un Registro.

5.2.6. Accesorios de tubería multicapa CPVC-AL-CPVC.

5.2.6.1. Las conexiones de CPVC-AL-CPVC deben satisfacer los requerimientos mínimos establecidos en la Norma NMX-X-044-SCFI-2008 o aquella que la modifique o sustituya.

5.2.6.2. Las conexiones roscadas, a compresión y mecánicas de tubería multicapa CPVC-AL-CPVC pueden ir enterradas, siempre y cuando se alojen dentro de un Registro.

5.2.7. Accesorios de Poliamida sin plastificante (PA-11 y PA -12).

5.2.7.1. Las conexiones y accesorios para tuberías de Poliamida sin plastificante que requiera el Sistema de distribución deben satisfacer las especificaciones mínimas establecidas en las Normas Aplicables para el diseño y fabricación.

5.3. Materiales y equipo.

5.3.1. Generalidades.

Los materiales y equipos que forman parte de un Sistema de distribución de Gas Natural deben cumplir con lo siguiente:

5.3.1.1. Mantener la integridad estructural del Sistema de distribución bajo temperaturas y otras condiciones ambientales que puedan ser previstas y operar a las condiciones a que estén sujetos.

5.3.1.2. Ser compatibles químicamente con el Gas que conduzcan y con cualquier otro material del Sistema de distribución con que tengan contacto.

5.3.1.3. Ser diseñados, instalados y operados de acuerdo con las especificaciones contenidas en la presente Norma Oficial Mexicana.

5.3.1.4. Los materiales, componentes y equipos deben cumplir con los requisitos de calidad y seguridad conforme a las Normas Aplicables.

5.3.1.5. Contar con certificado de calidad de conformidad con la LFMN.

5.4. Documentación.

En la fase de diseño del Sistema de distribución así como de las ampliaciones, el Regulado debe contar con la información siguiente:

- a) El Análisis de riesgo;
- b) La memoria técnico-descriptiva del Proyecto, donde se indiquen el alcance, la localización, las condiciones de operación, las características del fluido, el Trazo de ductos, la instrumentación y Dispositivos de seguridad, la Clase de localización, las especificaciones de la tubería, equipos y componentes; y las normas y especificaciones a utilizarse en el Proyecto;
- c) La memoria de cálculo de flujos y presiones para el diseño del Sistema de distribución, así como de las ampliaciones;
- d) La memoria de cálculo de espesores de la tubería del Sistema de distribución, o ampliación;
- e) La Memoria de cálculo para verificar que las dimensiones y resistencia mecánica de los materiales, componentes y equipos del sistema cumplen con los requisitos de la Norma;
- f) La memoria de cálculo de las obras especiales para protección de la tubería, por ejemplo, cruzamientos con carreteras y vías de ferrocarril, ríos, canales y vías de navegación;
- g) La memoria de cálculo de la protección catódica;
- h) Los planos del Sistema de distribución o de la ampliación donde se indique entre otros, el Trazo de las tuberías, el o los puntos de recepción de Gas, Estaciones de regulación y Estaciones de regulación y medición, las Válvulas de seccionamiento, componentes del sistema de protección catódica, y
- i) El plano de la instrumentación, válvulas y Dispositivos de seguridad de las estaciones de medición y regulación y de las Estaciones de regulación.

5.5. El Regulado debe obtener un Dictamen de Diseño de una Unidad de Verificación, en el que conste que la ingeniería de detalle de las instalaciones nuevas, ampliadas o con modificaciones al proceso, se realizó conforme a lo establecido en la presente Norma Oficial Mexicana.

El Dictamen de Diseño debe ser conservado por el Regulado durante el ciclo de vida de la instalación; y podrá ser presentado, en su oportunidad, a las autoridades correspondientes, para acreditar que el Diseño de las instalaciones o equipos son acordes con la normativa aplicable.

6. Construcción

6.1. Generalidades.

6.1.1. El Regulado es responsable de aplicar el método adecuado para el tendido de tubería.

6.1.2. Antes de iniciar las obras de construcción del sistema, el Regulado debe obtener la información relativa a la localización de otros servicios públicos y anticipar la ruta de las tuberías de Gas, con el objeto de evitar la afectación de esos servicios.

6.1.3. En zanjas a cielo abierto se debe colocar ademes y barricadas con una leyenda preventiva y restrictiva, a una distancia que permita las maniobras sobre la tubería enterrada y antes del tapado total de la zanja.

6.1.4. Si durante la excavación para el tendido de la tubería del Sistema de distribución se encuentran en el subsuelo derrames de hidrocarburos o concentración de sus vapores, así como maquinaria, equipo o recipientes que contengan residuos, o áreas con suelo contaminado, el Regulado debe suspender temporalmente las actividades de construcción e informar a la Agencia de acuerdo a las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. El Regulado debe continuar las actividades de construcción cuando las condiciones de seguridad y medio ambiente hayan sido atendidas y no sean un riesgo para la seguridad de las personas y el medio ambiente.

6.1.5. Señalización durante la construcción. Al realizar trabajos de construcción en el Sistema de distribución, se deben colocar en todo momento los señalamientos de advertencia sobre la existencia de la zanja y de la tubería de Gas. Los avisos deben indicar el nombre del Regulado y los números telefónicos de contacto para caso de emergencias. El Regulado debe acordonar el área para prevenir al público en general sobre riesgos de accidentes.

6.2. Señalización en los Sistemas de distribución.

6.2.1. Los señalamientos informativos, restrictivos y/o preventivos se deben instalar en tuberías que operen a una Presión igual o mayor de 689 kPa y:

- a) Ubicarse lo más cerca posible, en los casos siguientes: ambos lados del cruce de una carretera, camino público y ferrocarril; ambos lados del cruce aéreo, fluvial y otros cuerpos de agua; e instalaciones superficiales como Válvulas de seccionamiento, trampas de diablo, estaciones de recibo/entrega, Estaciones de regulación, Estaciones de regulación y medición, rectificadores de corriente, estaciones de odorización;
- b) La distancia mínima entre cada señalamiento es de 1000 m para Clases de localización 1 y 2, 500 m para Clases de localización 3 y 100 m para Clases de localización 4;
- c) El señalamiento debe contener alguna de las siguientes palabras: "Advertencia, cuidado, precaución". Estas palabras deben tener un alto de 25 por 6 mm de ancho y ser seguido de las frases; "tubería a Presión bajo tierra, Gas Natural, Gas Licuado de Petróleo."; "no cavar, no golpear, no construir". (Esta frase puede ir en letras o en símbolo). "En caso de emergencia, llamar a: (Nombre del Regulado)"; "Teléfonos: Clave lada, teléfono(s) local y/o número libre de cargo" y los señalamientos deben ir en fondo color amarillo y letras color negro, y
- d) Excepciones:

I. En los casos donde los señalamientos no puedan ser colocados debido a impedimentos del lugar o físicos del terreno, la señalización se puede realizar con las siguientes alternativas: Colocar el señalamiento a un lado del lomo del ducto; placas en el piso o pared (tachuelas o estoperoles), que contengan como mínimo: nombre del Regulado, teléfono(s) del mismo, y las leyendas Gas Natural, no cavar, y

II. Cuando en la Franja de desarrollo existan dos o más ductos propiedad del Regulado puede ubicar con un solo señalamiento los ductos existentes.

6.3. Separación de tuberías con otras instalaciones subterráneas.

6.3.1. Paralelismo y cruzamientos.

6.3.1.1. La separación mínima entre la tubería de Distribución y cualquier estructura subterránea como por ejemplo tuberías de drenaje, agua potable, vapor o combustible debe ser de 30 (treinta) centímetros como mínimo para prevenir daños en ambas estructuras.

6.3.2. Separación de ductos con instalaciones eléctricas y de comunicación.

6.3.2.1. Para paralelismo o cruzamientos, la separación mínima entre un ducto de Distribución con instalaciones eléctricas y de comunicación, debe ser de 1 metro.

6.4. Obra civil.

6.4.1. Excavación de zanjas.

6.4.1.1. La excavación de la zanja que aloja la Tubería principal de Distribución, Ramales y acometidas, debe cumplir con los requerimientos de profundidad para su instalación, de acuerdo con la Tabla 4 siguiente:

Tabla 4. Profundidad mínima del lomo de la tubería al nivel de piso terminado.

Ubicación	Excavación normal (cm)	Excavación en roca (cm)
En general		
-Tubería hasta 508 mm (20 pulg) de diámetro	60	45
-Tubería > 508 mm (20 pulg) de diámetro	75	60
En derechos de vía, de carreteras o ferrocarriles	75	60
Cruzamientos de carreteras	120	90
Cruzamientos de ferrocarriles		
-Tubería encamisada	120	120

-Tubería sin encamisar		200	200
Cruces de vías de agua		120	60
Bajo canales de drenaje o irrigación		75	60
Acometidas	Presión de operación $\leq$ 689 kPa	45	30
	Presión de operación $>$ 689 kPa	60	45

6.4.1.2. Antes de colocar la tubería en la zanja, ésta debe estar limpia, libre de basura, escombros, materiales rocosos o cortantes que pudieran ocasionar daños a las tuberías.

6.4.1.3. La superficie del fondo de la zanja se debe emparejar y afinar de tal manera que permita un apoyo uniforme de la tubería.

6.4.1.4. El Regulador es responsable de aplicar el método adecuado para rellenar las zanjas y proteger la tubería contra daños mecánicos, para que el nivel de piso original permanezca sin alteración.

6.4.1.5. La zanja se debe rellenar, antes de colocar el tubo, con una cama de 5 cm de cualquiera de los materiales siguientes:

- a) Material producto de la excavación; éste debe estar limpio, libre de basura, escombros, materiales rocosos o cortantes que pudieran ocasionar daños a las tuberías, o
- b) Material procedente de banco de materiales como arena, tierra fina o cualquier otro material similar que proteja la tubería.

6.4.2. Tendido.

6.4.2.1. Las tuberías de Polietileno, PE-AL-PE, CPVC-AL-CPVC y Poliamida PA-11 y PA-12, deben cumplir con lo siguiente:

- a) En el lugar de trabajo, cada rollo o tramo de tubería de Polietileno se debe revisar visualmente para verificar que no tenga defectos que puedan afectar sus propiedades funcionales;
- b) Los defectos en tuberías que presenten hendiduras, fisuras o cualquier otro daño que disminuya más del 10% del espesor de pared del tubo deben ser eliminados;
- c) Las tuberías deben estar protegidas de los rayos ultravioleta y daños mecánicos, durante el almacenamiento fijo o temporal;
- d) Los tubos y accesorios no deben ser expuestos a flama directa;
- e) Cuando se realicen trabajos de soldadura, Termofusión o Electrofusión en condiciones climatológicas adversas tales como lluvia, nieve, tolvanera o tormenta de arena, se deben utilizar cubiertas u otros medios de protección de conformidad con las mejores prácticas nacionales e internacionales;
- f) La instalación de la tubería debe cumplir con lo siguiente:
 - i. Polietileno y Poliamida PA-11 y PA-12 debe ser enterrada, y
 - ii. PE-AL-PE Y CPVC-AL-CPVC puede ser a la intemperie o enterrada.
- g) Las uniones de los tubos y accesorios de tuberías termoplásticas deben ser como se indica a continuación:
 - i. Polietileno: por Termofusión, Electrofusión o medios mecánicos. En la Electrofusión se pueden soldar dos SDR diferentes o dos resinas diferentes. En la Termofusión no se pueden soldar dos SDR diferentes ni dos resinas diferentes;
 - ii. PE-AL-PE: por medios mecánicos;
 - iii. CPVC-AL-CPVC: por ensamble con cemento solvente CPVC o adhesivo de CPVC de un solo paso;
 - iv. Poliamida PA11 y PA12: por Termofusión y Electrofusión. En la Electrofusión se pueden soldar dos SDR diferentes. En la Termofusión no se deben soldar dos SDR diferentes. No se deben soldar tubería y accesorios de PA11 con PA12, ni con otros polímeros;
 - v. Las uniones en tuberías deben resistir las fuerzas longitudinales causadas por la contracción de las tuberías o por tensión provocada por cargas externas;
 - vi. El personal que realice uniones, así como aquellas que lleven a cabo actividades de inspección en tuberías y conexiones debe demostrar su capacidad y experiencia en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo con capacidad técnica en la materia;
 - vii. Las personas que efectúan e inspeccionan uniones en tuberías, deben contar con una copia de los procedimientos de soldadura en sitio, y
 - viii. Los tubos no deben ser roscados, con excepción de uniones por medios mecánicos, en tubos de Polietileno sólo se permite la unión a compresión con el tubo de Polietileno, pudiendo ser el accesorio de tipo roscado.
- h) El soldador de tubería y conexiones debe ser calificado si:
 - i. No ha realizado ninguna unión en los seis meses anteriores;
 - ii. Tiene tres fallas consecutivas que resulten inaceptables, y

iii. Cuando termine la vigencia de su certificado.

6.4.2.2. Tubería de acero.

6.4.2.2.1. La tubería y materiales empleados en la construcción se deben manejar cuidadosamente, tanto en la carga como en la descarga para evitar dañarlos, especialmente, al bisel de la tubería y al Recubrimiento anticorrosivo de la misma.

6.4.2.2.2. Doblado. El procedimiento mecánico para doblar la tubería se debe efectuar por medio de un proceso en frío para evitar una deformación en la sección circular del tubo.

6.4.2.2.3. Al efectuar un doblado en el tubo es necesario observar lo siguiente:

- El diámetro exterior del tubo no se debe reducir en cualquier punto más del 2.5% del diámetro nominal;
- El doblado no debe perjudicar o limitar la funcionalidad de la tubería;
- El cordón longitudinal de la tubería debe estar cerca del eje neutro del doblado;
- El máximo doblado en frío que se realice en campo se puede determinar de acuerdo con la Tabla 5 siguiente:

Tabla 5. Requerimientos de dobleces en frío.

Diámetro nominal de la tubería Pulgadas (milímetros)	Deflexión del eje longitudinal (grados)	Radio mínimo de curvatura
Menores a 12 (300)	Ver incisos f y g	18 D
12 (300)	3.2	18 D
14 (350)	2.7	21 D
16 (400)	2.4	24 D
18 (450)	2.1	27 D
20 (500) y mayores	1.9	30 D

e) El doblado debe presentar un contorno suave y estar libre de arrugas, grietas, o cualquier otro daño;

f) Para tuberías menores a 12 pulgadas (300 mm), se debe cumplir con el inciso anterior, y el espesor de pared después del doblado no debe ser menor al mínimo permitido de acuerdo con el párrafo 5.1.1.1, mismo que se debe demostrar mediante medición de espesores por ultrasonido, y

g) La curva no debe estar a una distancia menor de 1.8 metros de los extremos de la tubería, ni a una distancia menor de un metro de la soldadura de campo.

6.4.2.2.4. Limpieza. El cuerpo y los biseles de los tubos se deben inspeccionar antes de iniciar los trabajos de soldadura y aplicación del Recubrimiento. Los biseles de los tubos se deben limpiar para eliminar cualquier material extraño a éstos. Durante esta operación se debe verificar que el tubo no presente fisuras u otros defectos. Aquellos tubos que se encuentren dañados se deben reparar o, en su caso, reemplazar. Durante la alineación de la tubería y antes de iniciar la soldadura, se debe limpiar el interior de cada tramo para eliminar residuos y objetos extraños.

6.4.2.2.5. Soldadura en tuberías de acero.

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

6.4.2.2.5.2. La soldadura debe ser realizada por un soldador calificado utilizando procedimientos calificados. 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.

6.4.2.2.5.3. 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 Normas Aplicables para el tipo o proceso de soldadura a emplear.

6.4.2.2.5.4. Calificación de soldadores. Los soldadores serán calificados de acuerdo con las Normas Aplicables para el tipo o proceso de soldadura a emplear.

6.4.2.2.5.5. Recalificación de soldadores. Las personas que realicen trabajos de soldadura deben observar lo siguiente:

Después de la calificación inicial, un soldador debe ser recalificado:

- Cuando exista una razón específica para cuestionar su habilidad;
- Si no ha empleado el proceso específico en un periodo de 6 meses o mayor;
- Anualmente, y
- La calificación de los soldadores, serán válidas únicamente dentro de los límites especificados del procedimiento de soldadura. Si se efectúan cambios en las variables esenciales se requerirá de una recalificación.

6.4.2.2.5.6. Protección de las soldaduras.

- a) Durante el proceso de soldadura en tuberías, se debe proteger de condiciones ambientales adversas que pudieran perjudicar la calidad de la soldadura, y
- b) Las soldaduras terminadas en tuberías enterradas y/o sumergidas deben ser protegidas contra la corrosión, de acuerdo con lo establecido en el APÉNDICE NORMATIVO II de la presente Norma Oficial Mexicana.

6.4.2.2.5.7. Juntas a inglete. Limitaciones:

- a) No se permiten juntas a inglete en tuberías que operen a esfuerzos tangenciales iguales o mayores del 30% (treinta por ciento) de la RMC (Resistencia mínima a la cedencia). Las deflexiones causadas por el mal alineamiento de hasta 3 grados, no se consideran como ingletes;
- 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 se debe desviar o deflexionar el tubo más de 12.5 ° (doce punto cinco grados), y
- c) La distancia entre soldaduras de inglete debe ser igual o mayor a un diámetro de la tubería que se va a soldar, 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.

6.4.2.2.5.8. 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 y posteriormente se deben pegar al procedimiento calificado.

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

6.4.2.2.5.10. Inspección y prueba de soldaduras. Se debe realizar una inspección visual de la soldadura para asegurar que se aplique de acuerdo con el procedimiento calificado y que sea aceptable de acuerdo con el numeral 6.4.2.2.5.11. 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 6.4.2.2.5.12 y 6.4.2.2.5.12.1.

6.4.2.2.5.11. 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 las Normas Aplicables al tipo de prueba.

6.4.2.2.5.12. 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 las Normas Aplicables para el tipo de prueba.

6.4.2.2.5.12.1. 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 las Normas Aplicables.

6.4.2.2.5.13. Todas las soldaduras de campo, tanto en línea regular como en obras especiales, empates y doble junta, se deben probar de acuerdo con lo indicado en el numeral 6.9.3.

6.4.2.2.5.14. Archivo de las pruebas. Se debe conservar en archivo, durante un periodo de cinco años y presentar ante la Agencia cuando ésta lo requiera, 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.

6.4.2.2.5.15. Reparación o remoción de defectos. Las soldaduras que sean rechazadas de acuerdo con el numeral 6.4.2.2.5.11, se deben reparar o remover.

6.4.2.2.5.16. 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 pueden efectuar otras pruebas no destructivas.

6.4.2.2.5.17. La reparación de una soldadura rechazada se debe realizar de acuerdo con los procedimientos de reparación de soldadura calificados, de acuerdo a lo establecido en la presente Norma Oficial Mexicana.

6.4.2.2.6. Protección contra corrosión en tuberías de acero.

6.4.2.2.6.1. Para el control de la corrosión externa en sistemas de tuberías de acero que estén enterradas, sumergidas, se debe cumplir con lo establecido en el APÉNDICE NORMATIVO II de la presente Norma Oficial Mexicana.

6.4.2.2.6.2. El Recubrimiento aplicado para evitar la corrosión externa debe cumplir con lo establecido en el Capítulo 3 del APÉNDICE NORMATIVO II de la presente Norma Oficial Mexicana.

6.4.2.2.7. Control de la corrosión atmosférica en instalaciones superficiales.

6.4.2.2.7.1. Todas las tuberías e instalaciones superficiales deben contar con un Recubrimiento anticorrosivo para la prevención de la corrosión atmosférica.

6.4.2.2.7.2. Los Recubrimientos deben cubrir por completo la estructura expuesta y deben aplicarse de acuerdo con las especificaciones establecidas por las Normas Aplicables o las recomendaciones del fabricante.

6.4.2.2.7.3. Interfaz Aire/Electrolito. Las tuberías que se encuentren como interface deben contar con un Recubrimiento con características que proporcionen una protección adecuada al medio ambiente. Se debe realizar una inspección de estas zonas a intervalos que no excedan de 1 año, cuando el Recubrimiento presente daño o deterioro que indiquen que no existe una protección adecuada, se deben tomar las medidas correctivas adecuadas.

6.4.2.3. Tubería de cobre.

6.4.2.3.1. La tubería de cobre se puede instalar a la intemperie o enterrada. No se debe utilizar tubería de cobre cuando exista riesgo de daño mecánico en el lugar donde se va a instalar.

6.4.2.3.2. Las uniones de tubería de cobre rígido cuya Presión de operación sea igual o mayor a 410 kPa deben ser soldadas por capilaridad con soldadura fuerte de aleaciones de plata o de cobre fosforado. La aleación utilizada debe tener un punto de fusión arriba de 811 K y no debe contener más de 0.05% de fósforo.

6.4.2.3.3. Las uniones de tubería de cobre rígido cuya Presión de operación sea menor a 410 kPa deben ser soldadas por capilaridad con soldadura de punto de fusión no menor a 513 K o con soldadura fuerte de aleaciones de plata o de cobre fosforado.

6.4.2.3.4. El personal que realice uniones, así como aquellas que lleven a cabo actividades de inspección en tuberías y conexiones de cobre debe demostrar su capacidad y experiencia en este campo a través de un certificado otorgado por un organismo con capacidad técnica en la materia.

6.4.2.3.5. No están permitidas en los tubos las uniones a tope ni roscadas.

6.4.2.3.6. Para conectar válvulas o accesorios roscados se puede utilizar tubo de cobre roscado, siempre que el espesor de pared del tubo utilizado sea equivalente al tubo de acero cédula 40 de tamaño comparable.

6.4.2.3.7. En tuberías enterradas deben tomarse las medidas necesarias para prevenir la corrosión por acción del par galvánico cuando el cobre es unido al acero u otro metal con menor potencial.

6.4.2.3.8. En su caso, las tuberías de cobre deben protegerse contra la acción de agentes corrosivos agresivos (ácidos o alcalinos).

6.5. Reposición de piso terminado.

6.5.1. Los pisos terminados tales como pavimento asfáltico, concreto hidráulico, empedrados, adoquinados, banquetas, guarniciones y andadores, que hayan sido afectados por las actividades realizadas para enterrar la tubería, se deben reparar de manera que el piso terminado tenga la misma apariencia y propiedades que tenía el piso original.

6.6. Instalaciones.**6.6.1. Estaciones de regulación y Estaciones de regulación y medición.**

6.6.1.1. La capacidad de las Estaciones de regulación y medición se debe determinar con base a la demanda máxima de flujo y en las condiciones de Presión de entrada y salida del sistema.

6.6.1.2. El diseño de estaciones debe incluir, como mínimo una línea de regulación y un by-pass que permita dar mantenimiento a los componentes de la línea principal que contiene la regulación o la regulación y medición, sin afectar la continuidad operativa del Sistema de distribución o de los usuarios.

6.6.1.3. Las estaciones se deben instalar en sitios que cumplan con las condiciones siguientes:

- a) Puede estar instalada en recintos abiertos, en locales o armarios cerrados a nivel de piso o bajo tierra, total o parcialmente. Si se ubican en Registros subterráneos éstos deben cumplir la disposición 6.6.2 de la presente Norma Oficial Mexicana;
- b) Debe estar ubicada en ambientes no corrosivos y protegida contra daños causados por agentes externos, por ejemplo: impactos de vehículos y objetos, derrumbes, inundación y tránsito de personas;
- c) Debe estar a una distancia mayor de tres metros de cualquier fuente de ignición;
- d) Estar protegidos contra el acceso de personas no autorizadas por medio de un cerco de tela ciclón, gabinete u obra civil con ventilación cruzada cuando tengan techo, así como contar con los espacios para realizar el mantenimiento de la estación, y
- e) Ser accesible directamente desde la vía pública para realizar las tareas de operación, mantenimiento y atención de emergencias.

6.6.1.4. No está permitido instalar estaciones en:

- a) Bajo líneas de conducción eléctrica o transformadores eléctricos. Como mínimo deben estar a una distancia de diez metros de la vertical de dichas líneas o transformadores;
- b) Lugares donde el gas pueda migrar al interior de edificios, tales como: ventanas, tomas de aire de ventilación, aire acondicionado, en cubos de luz, escaleras de servicios, deben ubicarse a una distancia mínima de un metro, y
- c) Lugares cerrados o confinados junto con otras instalaciones.

6.6.1.5. Las estaciones deben estar compuestas, como mínimo, por lo siguiente:

- a) Una línea de regulación o una línea de regulación y medición;
- b) La línea de regulación debe contar con el Regulador de Presión y válvulas a la entrada y a la salida para aislar dicha línea. Debe tener filtro si se prevé la posible entrada de suciedad o polvo dentro de la instalación;
- c) La línea de regulación debe contar al menos con un elemento de seguridad por línea, tales como válvula de corte de máxima Presión, válvula de alivio o regulador monitor;

- d) Si la Presión de operación de entrada de la línea de regulación es mayor de 689 kPa, debe tener un elemento de seguridad adicional al mencionado en el inciso c) anterior;
- e) Una Línea de desvío (o by-pass), que debe contar como mínimo con 2 válvulas, una Válvula de bloqueo que asegure la hermeticidad y otra como elemento de regulación manual. En aquellas estaciones cuya Presión efectiva máxima de entrada esté por debajo de 100 kPa puede disponer de una sola válvula, y
- f) Las tuberías, conexiones y accesorios que conduzcan Gas Natural o Gas Licuado de Petróleo, en las instalaciones superficiales del Sistema de distribución, se deben pintar a todo lo largo y cubrir toda la circunferencia de color amarillo, identificar la tubería, así como indicar mediante una flecha color negro la dirección del flujo, ubicada de forma que sea visible desde cualquier punto en las instalaciones, así como en la cercanía de válvulas.

6.6.1.6. Las estaciones que cuenten con un dispositivo de desfogue deben cumplir con lo siguiente:

- a) Estar construido en sus interiores con materiales anticorrosivos;
- b) Estar diseñado e instalado de manera que se pueda comprobar que la válvula no está obstruida;
- c) No se debe desviar la Válvula de seguridad independientemente del regulador y se debe asegurar que no existan elementos que por error de maniobra puedan dejar las Válvulas de seguridad fuera de servicio;
- d) Tener válvulas con asientos que estén diseñados para no obstaculizar la operación del dispositivo;
- e) Contar con una tubería de salida con un diámetro no menor al diámetro de salida del dispositivo de desfogue, y con una altura que permita conducir el gas para su dispersión en la atmósfera, y que no esté direccionado hacia aberturas de edificios, tales como: puertas, ventanas o sistemas de ventilación. Dicha tubería debe ser diseñada de manera que no permita la entrada de agua de lluvia, hielo, nieve o de cualquier material extraño que pueda obturarla y debe quedar sólidamente soportada, y
- f) La Válvula de seguridad debe evacuar el caudal máximo de la estación sin llegar a presiones que dañen las instalaciones de salida.

6.6.1.7. Los componentes de la estación deben estar protegidos con Recubrimientos anticorrosivos considerando las condiciones ambientales a las que se encuentra sometida la estación.

6.6.1.8. La estación debe estar aislada eléctricamente de las tuberías de entrada y salida, si éstas cuentan con protección catódica.

6.6.1.9. Los elementos metálicos de la estación deben estar puestos a tierra.

6.6.1.10. El aislamiento de los elementos metálicos de las estaciones, debe cumplir con lo establecido en la disposición 3.4 del APÉNDICE NORMATIVO II de la presente Norma Oficial Mexicana, "Control de la corrosión externa en tuberías enterradas".

6.6.1.11. Las tuberías de las estaciones deben someterse a una Prueba de hermeticidad, según se indica en la disposición 6.9.5.6 de la presente Norma Oficial Mexicana, antes de entrar en operación.

6.6.1.12. Las estaciones deben colocar en lugares visibles avisos con los siguientes señalamientos:

6.6.1.12.1. Informativos:

- a) Gas que maneja;
- b) Nombre del Regulado;
- c) Número telefónico de emergencia;
- d) Identificación de la estación, y
- e) Precaución material inflamable.

6.6.1.12.2. Restrictivos:

- a) Prohibido fumar;
- b) Prohibido generar llama abierta e Introducir objetos incandescentes;
- c) Prohibido utilizar teléfonos celulares;
- d) No excavar, y
- e) Prohibido el paso.

6.6.1.13. Las estaciones deben contar con puntos de medición de Presión manométrica para el control de su operación y tarado de los elementos de la misma.

6.6.1.14. Las zonas del Sistema de distribución donde se almacenen, manejen o transporten Gas Natural, Gas Licuado de Petróleo u odorizante, deben estar protegidas con sistemas pararrayos, y se debe conectar a tierra las partes metálicas que no estén destinadas a conducir energía eléctrica, tales como cercas perimetrales, estructuras metálicas, tanques metálicos y gabinetes metálicos.

6.6.2. Registros.

6.6.2.1. Los Registros que se construyan deben tener las dimensiones para realizar trabajos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos y deben soportar las cargas externas a las que pueden estar sujetos.

6.6.2.2. En los Registros se deben anclar y soportar las válvulas o utilizar tubería de acero a fin de soportar el peso de la válvula y el esfuerzo de torsión que provoca el accionar ésta.

6.6.2.3. Los Registros se deben localizar en puntos de fácil acceso, y deben ser para uso exclusivo del servicio de Gas.

6.6.2.4. Los Registros deben estar protegidos con una tapa que soporte las cargas externas a las que esté sujeta en condiciones habituales.

6.6.2.5. Los Registros con un volumen interno mayor a seis metros cúbicos deben contar con ventilación que evite la formación de Atmósfera Peligrosa en su interior.

6.6.2.6. Los conductos de ventilación deben estar instalados en sitios donde los gases descargados se dispersen rápidamente y que no estén direccionados hacia aberturas de edificios, tales como: puertas, ventanas o sistemas de ventilación. Dichos ductos deben mantenerse funcionando de forma permanente.

6.6.2.7. Los Registros deben contar, en su caso con drenaje propio, éste puede ser un pozo de absorción o cárcamo. En caso de contar con drenaje, éste no debe estar conectado a la red de drenaje público.

6.6.2.8. Los Registros que se cancelen o se inhabiliten, se deben llenar con un material como: arena, tierra fina, entre otros.

6.6.3. Válvulas de seccionamiento.

6.6.3.1. En los Sistemas de distribución se deben instalar Válvulas de seccionamiento, las cuales deben estar espaciadas de tal manera que permitan minimizar el tiempo de cierre de una sección del sistema en caso de emergencia. Las válvulas se deben localizar en lugares de fácil acceso que permitan su mantenimiento y operación.

6.6.3.2. Se deben instalar Válvulas de seccionamiento antes y después de los casos:

- a) Cruces de ríos, canales y arroyos, y
- b) Cruces de vías férreas, carreteras y autopistas.

6.6.3.3. Pruebas.

Adicionalmente de las pruebas realizadas por el fabricante, las Válvulas de seccionamiento se deben probar antes de su instalación en banco conforme con lo siguiente:

- a) Cuerpo de la válvula. Con la válvula en posición "totalmente abierta", se debe probar a una Presión mínima de 1.5 veces la Presión de operación del sistema. Durante la prueba la válvula debe cumplir con las especificaciones del fabricante;
- b) Asiento de la válvula. Con la válvula en posición "totalmente cerrada" se debe probar a una Presión mínima de 1.5 veces la Presión de operación del sistema. Durante la prueba la válvula debe cumplir con las especificaciones del fabricante, y
- c) Operación de la válvula. Después de completar la última prueba de Presión, la válvula se debe operar para comprobar su buen funcionamiento.

6.6.4. Medidores.

6.6.4.1. Los Medidores que se utilicen para el suministro de Gas a los usuarios deben ser resistentes a la acción del Gas y a la corrosión del medio ambiente; así como ser herméticos y capaces de soportar la Presión de diseño.

6.6.4.2. Los Medidores deben colocarse en lugares ventilados y de fácil acceso para atención de emergencia, revisión, toma de lectura, reemplazo, operación y mantenimiento.

6.6.4.3. Los Medidores deben operarse de acuerdo con las condiciones indicadas por el fabricante. No se debe exceder la Presión de operación máxima indicada por el fabricante.

6.6.4.4. Se debe instalar una válvula de corte antes de cada Medidor.

6.6.4.5. Los Medidores se deben proteger con una Válvula de seguridad o por cualquier otro medio que evite una Presión mayor a la Presión máxima de operación del Medidor. Para tal efecto se puede utilizar un regulador con Válvula de seguridad integrada.

6.6.4.6. Los Medidores pueden ser soportados por la tubería siempre y cuando éstas se encuentren sujetas con abrazaderas a las paredes o a la estructura, siguiendo las recomendaciones del fabricante para su instalación.

6.6.4.7. Cuando existan varios Medidores en un espacio, cada uno se debe identificar con el usuario correspondiente.

6.6.5. Odorización del Gas.

Cuando el Sistema de distribución no reciba el Gas odorizado, se debe contar con un sistema de odorización que cumpla con lo establecido en el APÉNDICE NORMATIVO I de la presente Norma Oficial Mexicana.

6.7. Tomas de servicio.

6.7.1. Las tomas de servicio se deben instalar a la profundidad establecida en la Tabla 4 del párrafo 6.4.1.1, y en caso de no ser posible, se deben proteger mediante una Camisa u otro medio para que resista las cargas externas previstas.

6.7.2. Las tomas de servicio residencial construidas en materiales plásticos hasta 32 mm (1 1/4 pulgadas), deben contar con una válvula de exceso de flujo la cual debe estar instalada inmediatamente después de la derivación con la Tubería principal o Ramal.

6.7.3. No se permite la instalación de tomas de servicio enterrado que pasen por debajo de un inmueble.

6.7.4. La salida de la Toma de servicio debe quedar en un lugar de manera que los equipos de medición, regulación y corte sean accesibles para el Regulado.

6.7.5. Cuando una Toma de servicio no quede conectada a la instalación de aprovechamiento se debe colocar en su extremo una válvula de acometida y un tapón hermético.

6.7.6. Las tomas de servicio de acero se deben proteger de la corrosión de acuerdo con APÉNDICE NORMATIVO II de la presente Norma Oficial Mexicana. El elevador de la acometida construido en acero debe contar con protección anticorrosiva.

6.7.7. Las tomas de servicio de Polietileno deben cumplir con lo siguiente:

- a) Se deben conectar a la tubería de suministro mediante las uniones indicadas en el numeral 5.2.3.1;
- b) Se debe proteger del esfuerzo causado por asentamiento del suelo, y
- c) Para conectarse a la Estación de regulación y Estación de regulación y medición del usuario arriba de la superficie del suelo, se debe cambiar por tubería metálica o proteger la tubería de Polietileno contra daños mecánicos y rayos ultravioleta con una Camisa desde su nivel enterrado hasta la conexión con la Estación de regulación y Estación de regulación y medición, en caso de no contar con gabinete.

6.7.8. Las tomas de servicio para edificios con múltiple de medición en azoteas deben cumplir con lo siguiente:

- a) Los ductos al exterior del edificio deben ser visibles y adosados a las paredes del edificio. Por el interior de edificios se permite siempre y cuando la tubería se encuentre dentro de un conducto con venteo al exterior;
- b) Las tuberías verticales que salen del piso con excepción de las de acero deben ser protegidas contra daños mecánicos al menos 1.8 metros sobre el nivel del piso;
- c) Deben tener una válvula de corte a la entrada del Gas junto al edificio dentro de un Registro enterrado o en la tubería vertical a una altura máxima de 1.8 metros del nivel de piso, ésta debe ser de fácil acceso desde la vía pública;
- d) Las tuberías verticales se deben sujetar con abrazaderas con material aislante, espaciadas como máximo a 3 metros;
- e) Las tuberías horizontales deben quedar soportadas para evitar pandeo o flexión. El máximo espaciamiento entre soportes debe ser de acuerdo a la Tabla 6, y
- f) En el caso de que las tomas de servicio tengan que cruzar juntas constructivas entre edificaciones, deben utilizarse juntas o elementos de expansión adecuados para permitir los movimientos naturales de las edificaciones. En caso de zonas sísmicas estos elementos de expansión deben tener la capacidad para absorber el movimiento de sismos de gran magnitud.

Tabla 6. Espaciamiento entre soportes

Espaciamiento entre soportes	
Diámetro nominal mm (pulg)	Espaciamiento máximo m
12.7 (1/2)	1.2
15.9 (5/8) y 19 (3/4)	1.8
25 (1) y mayores	2.4

6.8. Inspección

El Regulado debe realizar la inspección durante el desarrollo de los trabajos de las diferentes especialidades de acuerdo a los procedimientos y requerimientos de la presente Norma Oficial Mexicana y de las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas o los estándares internacionales aplicados en el diseño del Sistema de distribución.

6.9. Pruebas

6.9.1. Las pruebas no destructivas para comprobar la integridad de una soldadura en tubería de acero en la etapa de construcción, se deben realizar por métodos radiográficos.

6.9.2. En la etapa de mantenimiento se pueden utilizar otras pruebas no destructivas tales como: partículas magnéticas, ultrasonido y líquidos penetrantes.

6.9.3. Las pruebas no destructivas de las uniones soldadas, se deben ejecutar aleatoriamente en un porcentaje de las soldaduras realizadas por cada soldador, de acuerdo a lo siguiente:

- a) En Clase de localización 1 por lo menos el 10%;
- b) En Clase de localización 2 por lo menos el 15%;
- c) En Clases de localización 3 por lo menos el 40%;
- d) En Clases de localización 4 el 75%, y
- e) En cruces con ferrocarriles, carreteras, autopistas, ríos, arroyos y canales e instalaciones superficiales el 100%.

6.9.4. Una soldadura se considera aprobada cuando ha sido inspeccionada visualmente y probada de manera no destructiva, por personal calificado, y cuente con resultado aprobatorio de acuerdo al punto anterior y a la normatividad aplicable.

6.9.5. Prueba de hermeticidad.

6.9.5.1. Todo ducto que conduzca Gas debe someterse a una Prueba de hermeticidad antes de ser puesto en servicio, incluyendo ampliaciones, reemplazos, reparaciones y modificaciones.

6.9.5.2. La Prueba de hermeticidad para la unión de conexiones a las ampliaciones del sistema con las tuberías existentes o por reparaciones a las mismas, se puede probar con Gas Natural o Gas Licuado de Petróleo, según corresponda, a la Presión de operación con la unión descubierta, mediante la aplicación de soluciones tensoactivas y/o detectores de Gas.

6.9.5.3. Se debe de llevar un registro de las pruebas de hermeticidad realizadas, con el objeto de dejar constancia escrita de las mismas. El registro debe ser firmado por el personal responsable de la misma. El registro debe indicar el fluido de prueba, la Presión inicial y final de la prueba, la escala de la gráfica cuando se utilice, hora y fecha en que se realizó la prueba, material, el diámetro y la longitud del tramo o Sistema de distribución probado. Anexar al registro el plano o esquema del sistema probado.

6.9.5.4. Los equipos utilizados para determinar la variación de la Presión y temperatura deben tener un certificado de calibración vigente.

6.9.5.5. Se considera que la instalación es hermética, cuando al término de la prueba no exista cambio en la Presión. La variación de presión admisible es la atribuible a una variación en temperatura o Presión atmosférica la cual debe demostrarse mediante el cálculo termodinámico correspondiente. En caso contrario, el sistema se debe revisar hasta eliminar las fugas repitiendo la prueba hasta lograr la hermeticidad del mismo.

6.9.5.6. Antes del inicio de operación y una vez conectadas al Sistema de distribución se debe realizar una Prueba de hermeticidad a las Estaciones de regulación y/o medición a la Presión de operación, de acuerdo a los requisitos del numeral 6.9.5.9 para la detección de fugas, por medio de sustancia tensoactiva y/o equipo detector de Gas.

6.9.5.7. Cuando el Sistema de distribución se desarrolle por etapas, se debe realizar una Prueba de hermeticidad a la etapa correspondiente antes de que ésta entre en operación.

6.9.5.8. La Prueba de hermeticidad se debe realizar con agua, aire, Gas inerte, Gas Natural o Gas Licuado de Petróleo según corresponda.

6.9.5.9. Para ductos de acero, Polietileno y Poliamida PA-11 y PA-12 se debe considerar lo siguiente:

- a)** Para los ductos ubicados en la Clase de localización 1 y 2 se deben probar neumática o hidrostáticamente a 1.25 veces la Presión de operación;
- b)** Para ductos ubicados en Clases de localización 3 y 4 se deben probar neumática o hidrostáticamente a 1.5 veces la Presión de operación, y
- c)** Si la prueba es hidrostática, la Presión debe mantenerse como mínimo 8 horas y si es neumática debe mantenerse 24 horas como mínimo.

6.9.5.10. Para ductos de cobre se deben probar neumática o hidrostáticamente a una Presión de 1.5 veces la Presión de operación, manteniendo esta Presión por 8 horas como mínimo.

6.9.5.11. Todas las uniones o empates entre ductos o sistemas en operación que no es viable o práctico realizarles una Prueba de hermeticidad; se les debe realizar una Prueba no destructiva e inspeccionarla visualmente al momento de ponerla en operación y constatar que no presenta fugas.

6.9.5.12. Todas las acometidas de servicio deben someterse a una Prueba de hermeticidad después de la construcción y antes de ponerla en servicio, para demostrar que no tiene fugas, de conformidad con lo siguiente:

- a)** Para acometidas de acero operadas a más de 410 kPa, se deben probar a 1.5 veces la Presión de operación y mantener la Presión como mínimo 8 horas;
- b)** Para acometidas en acero y operadas a 410 kPa o menos, se deben probar a 1.5 veces la Presión de operación y mantener la Presión como mínimo 1 hora, y
- c)** Para acometidas en otros materiales se deben probar a una Presión máxima de 689 kPa y mantener la Presión como mínimo 15 minutos.

6.10. Especificaciones de protección al medio ambiente para los Sistemas de distribución.

6.10.1. Durante la preparación del sitio para controlar y retirar las malezas de la Franja de desarrollo del sistema, en la etapa de construcción, no se deben emplear agroquímicos o fuego.

6.10.2. No se permite el mantenimiento de vehículos y maquinaria dentro de la Franja de desarrollo del sistema.

6.10.3. En caso de que durante las diferentes etapas de la instalación del Sistema de distribución se generen residuos que por sus características se consideren como peligrosos de acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005 o aquella que la modifique o sustituya, deben manejarse y disponerse conforme a lo establecido en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, su Reglamento y demás ordenamientos jurídicos aplicables.

6.10.4. Los residuos sólidos urbanos y los residuos de manejo especial generados en las diversas etapas de la instalación del Sistema de distribución se deben depositar en contenedores con tapa, colocados en sitios estratégicos al alcance de los trabajadores, y disponerse de conformidad con las Disposiciones que para tal fin emita la Agencia, con la periodicidad necesaria para evitar su acumulación, generación de lixiviados y la atracción y desarrollo de fauna nociva.

6.10.5. Al terminar la obra y antes de iniciar la operación, la Franja de desarrollo del sistema debe quedar libre de residuos peligrosos, sólidos urbanos y de manejo especial.

6.10.6. La apertura de zanjas debe ajustarse a los Trazos autorizados para evitar afectaciones diferentes a las presentadas en la Evaluación de Impacto Ambiental.

6.10.7. En los casos en que se hayan construido desniveles o terraplenes, éstos deben contar con una cubierta vegetal de tipo herbáceo o de otro material para evitar la erosión del suelo.

6.10.8. En los casos en que la tubería cruce cuerpos de agua, se deben emplear técnicas y/o procedimientos constructivos, que eviten el cambio de la dinámica hidrológica natural de forma permanente.

6.10.9. Deben utilizarse los caminos de acceso ya existentes. En el caso excepcional de que sea imprescindible la apertura de nuevos caminos de acceso para llegar a las instalaciones, se debe procurar que éstos sean los estrictamente necesarios, con un ancho de corona máximo de 4.00 metros y longitud máxima de 500 metros. Dichos caminos se deben diseñar y construir de forma que no se modifiquen los patrones originales de escurrimiento del agua, para evitar la erosión y los hundimientos del suelo. Al término de la construcción, los caminos adicionales que fueron habilitados y que no sean necesarios en la etapa de operación y mantenimiento deben ser restaurados.

6.10.10. En caso de que se requiera instalar campamentos, almacenes, oficinas y patios de maniobra, éstos deben ser temporales y ubicarse en zonas ya perturbadas, preferentemente aledaños a la zona urbana, considerando lo siguiente:

- a) Instalar sanitarios portátiles en cantidad suficiente para todo el personal, además de contar con servicios especializados para su mantenimiento y el manejo integral de los residuos generados, y
- b) Una vez concluida la obra, se deben dismantelar las instalaciones y rehabilitar el área.

6.10.11. Para la realización de las obras o actividades de construcción se debe usar agua tratada y/o adquirida (no potable).

6.10.12. En caso de que haya resultado suelo contaminado debido a los trabajos en la etapa de construcción, se debe proceder a la remediación del suelo conforme a la normatividad vigente aplicable.

6.10.13. En el caso del material excedente producto de la excavación de las zanjas que no sea utilizado para el relleno de las mismas, éste debe ser manejado y dispuesto de conformidad con las Disposiciones que para tal fin emita la Agencia.

6.10.14. Se debe contar con las autorizaciones requeridas por la Agencia para iniciar cualquier actividad de construcción en la Franja de desarrollo del sistema.

6.10.15. Para los materiales producto de la excavación que permanezcan en la obra, se deben aplicar las medidas necesarias para evitar la dispersión de polvos que afecten al personal y a la población.

6.10.16. Se deben tomar las medidas preventivas para que en el uso de soldaduras, solventes, aditivos y materiales de limpieza, no se contamine el agua y/o suelo.

6.10.17. Los sitios que hayan sido afectados por la instalación y construcción del Sistema de distribución, se deben restaurar a sus condiciones originales, urbanas y naturales, una vez concluidos los trabajos.

7. Pre-arranque

Antes de la puesta en operación del Sistema de distribución nuevo, rehabilitado o modificado, se debe realizar la revisión de seguridad pre-arranque, para confirmar que los elementos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente del Sistema de distribución han sido construidos o instalados conforme al diseño, y proporciona la certeza de que la instalación es segura para el inicio de operación.

La revisión de seguridad pre-arranque consta de dos etapas: documental y física.

Se debe tener un plan de pre-arranque, que cuente como mínimo con lo siguiente:

7.1. Revisión documental:

1. Análisis de Riesgo actualizado;
2. Atención y cumplimiento a las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo;
3. Procedimiento de la administración de cambios y de personal y su aplicación;
4. Pruebas destructivas y no destructivas realizadas a todos los equipos y sus componentes;
5. Manual de Operación, el cual debe contar con la información requerida en el numeral 8.1 de la presente Norma Oficial Mexicana;
6. Certificados de calibración de equipos e instrumentos (control y medición);
7. Procedimientos de pre-arranque, operación y mantenimiento, que integren las medidas de seguridad para cada actividad. Estos procedimientos deben estar actualizados y disponibles en el sitio de trabajo;

8. Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) actualizado y difundido al personal involucrado en la instalación, el cual considere todos los escenarios de emergencia identificados en el análisis de riesgo;
9. Personal entrenado y capacitado para realizar las diversas actividades;
10. El cumplimiento a los requerimientos en materia Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente que el Regulado establece al contratista;
11. Documentos que avalen las pruebas realizadas de acuerdo al numeral 6.9 del apartado de Construcción;
12. Reportes de la integridad mecánica de los equipos que incluya al menos, los elementos siguientes:
 - a) Equipo eléctrico;
 - b) Equipo estático y tuberías;
 - c) Equipo mecánico, y
 - d) Instrumentación.
13. Cumplimiento de los términos y condicionantes establecidos en su autorización, en materia de impacto ambiental para la etapa de construcción;
14. Aseguramiento de la calidad de los materiales conforme a especificaciones, y
15. Contar con las especificaciones y el censo de equipos, materiales y accesorios de la instalación.

7.2. Revisión física:

Un equipo conformado por las diferentes disciplinas debe realizar un recorrido para verificar que la instalación:

1. Cumple con las especificaciones de diseño establecidas en la presente Norma Oficial Mexicana, recomendaciones de los fabricantes y las mejores prácticas internacionales;
2. Las modificaciones realizadas en la administración del cambio coincidan en la revisión física, y
3. Que los Dispositivos de seguridad funcionen de acuerdo al diseño.

Una vez realizada la revisión de seguridad pre-arranque, si se identifica que alguno de los elementos de la revisión física o documental no se ha cumplido, éste debe ser atendido para poder iniciar operaciones.

7.3. El Regulado debe obtener un Dictamen de Pre-arranque de una Unidad de Verificación, en el que conste que las instalaciones y los equipos cumplen con lo previsto en la presente Norma Oficial Mexicana.

El Regulado debe dar aviso a la Agencia del inicio de operaciones, en un plazo máximo de 10 días posterior a éste, mediante declaración, bajo protesta de decir verdad, que la Construcción y los equipos son acorde con lo dispuesto en la presente Norma Oficial Mexicana, así como la ingeniería de detalle y las modificaciones que se hayan incorporado a dicha ingeniería durante la etapa de Construcción.

El aviso al que se refiere el párrafo anterior, debe acompañarse del Dictamen de Diseño y de Pre-arranque, emitidos por la Unidad de Verificación.

8. Operación y mantenimiento

8.1 Se debe contar con un manual actualizado de operación y mantenimiento del Sistema de distribución en el que se describan los procedimientos e instrucciones detallados para las personas que realicen actividades de operación y mantenimiento para cada elemento del Sistema de distribución, que integre las medidas de seguridad para proteger la integridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones, y ser ejecutados durante el inicio de operaciones, operación normal, operación anormal, paro programado y mantenimiento. El manual se debe mantener actualizado y debe contener los diagramas de tubería e instrumentación, planos constructivos, diagramas unifilares, planos de clasificación de áreas eléctricas de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012 o aquella que la modifique o sustituya, manuales del fabricante, la filosofía de operación y los procedimientos correspondientes.

8.2 Se debe contar con planos actualizados del Sistema de distribución, en donde se indiquen la ubicación y trazado de tuberías incluyendo Ramales, Estaciones de regulación y medición, Estaciones de regulación, estaciones de odorización, Válvulas de seccionamiento, equipo de protección catódica, entre otros.

Para el caso de las Estaciones de regulación y medición, Estaciones de regulación y estaciones de odorización se debe incluir la dirección completa (calle, colonia, Municipio y Estado) y en ausencia de éstas sus coordenadas geográficas, además de indicar:

- a) Material de las tuberías;
- b) Diámetro de tuberías;
- c) Identificación de las instalaciones (ERM, ER, Válvulas de seccionamiento y corte, puntos de inyección de odorante, protección catódica);
- d) Cuadro de datos actualizado, y
- e) Puntos de monitoreo de odorizante.

8.3 Programa de mantenimiento e inspección.

El Regulado debe:

8.3.1 Elaborar y ejecutar un programa de mantenimiento e inspección, que tenga como objetivo, determinar, estructurar y aplicar las normas y procedimientos internos de carácter preventivo y correctivo, para preservar la integridad física del Sistema de distribución.

8.3.2 Establecer procedimientos de seguridad con acciones de salvaguarda, aplicables al sistema, que comprenda controles de acceso a áreas de riesgo, políticas para el trabajo en líneas vacías y vivas, tácticas para la supresión y reparación de fugas, así como lineamientos generales para la prevención de accidentes.

8.3.3 Contar con equipo de seguridad y equipo de protección personal con base en una estimación del tipo de riesgo y vulnerabilidad del sistema.

8.3.4 Contar con un programa anual de capacitación de carácter teórico-práctico, dirigido al personal responsable de la operación y seguridad del sistema.

8.4 El programa se debe incluir como mínimo, lo siguiente:

- a) Mantenimiento de Estaciones de regulación y medición y Estaciones de regulación;
- b) Monitoreo y detección de fugas en el Sistema de distribución, de acuerdo al APÉNDICE NORMATIVO III de la presente Norma Oficial Mexicana;
- c) Mantenimiento de Registros;
- d) Celaje de ductos;
- e) Mantenimiento de Válvulas de seccionamiento y corte;
- f) Instalaciones eléctricas;
- g) La verificación de ánodos de sacrificio y rectificadores de corriente;
- h) Levantamiento de potenciales tubo/suelo;
- i) Sistemas de inyección y puntos de monitoreo de odorizante en el Sistema de distribución;
- j) Mantenimiento de Medidores;
- k) La soldadura de la tubería, e
- l) Inspección rutinaria del mismo.

8.4.1 Se debe contar con un programa de revisión mensual de extintores y vigilar que los extintores cumplan con las siguientes condiciones:

- a) Que se encuentren identificados;
- b) Que se encuentren con el fleje o sello de garantía sin violar;
- c) Que el manómetro indique la Presión en la zona verde (operable), para extintores cuyo recipiente esté permanentemente presurizado y que contengan como agente extintor agua, agua con aditivos, espuma, polvo químico seco, halones, agentes limpios o agentes húmedos;
- d) Que mantengan la capacidad nominal indicada por el fabricante en la etiqueta (para extintores con bióxido de carbono como agente extintor);
- e) Que se verifiquen las condiciones de las ruedas de los extintores móviles, en su caso;
- f) Que no existan daños físicos visibles en el cuerpo y accesorios del extintor; en caso de haberlos, el extintor se debe poner fuera de servicio para su mantenimiento o reemplazo por otro de las mismas características;
- g) Que la placa o grabado se encuentre legible y sin alteraciones, y
- h) Que la etiqueta cuente con información vigente después de cada mantenimiento y que contenga los siguientes datos:
 - I. El nombre, denominación social, domicilio y teléfono del prestador de servicios;
 - II. La capacidad nominal en kilogramos o litros y el agente extintor;
 - III. Las instrucciones de operación breves y de fácil comprensión apoyadas por figuras o símbolos;
 - IV. La clase de fuego al que está destinado el equipo;
 - V. Si existen contraindicaciones de uso, y
 - VI. El mes y año del último mantenimiento realizado.

8.4.2 Los resultados de las revisiones mensuales realizadas a los extintores deben ser registrados, dichos registros deben contener la siguiente información:

- a) Fecha de la revisión;
- b) Nombre o identificación del personal que la realizó;
- c) Anomalías identificadas, y

- d) Seguimiento de las anomalías identificadas. Si derivado de las revisiones, se encontrara que existe un deterioro o daño en los equipos, éstos se someterán al mantenimiento correspondiente.

8.5 Supervisión.

El Regulado debe efectuar la supervisión de sus instalaciones, a intervalos que no excedan de 1 año o en intervalos menores de ser necesario según la ubicación geográfica del Sistema de distribución, para verificar el estado del Recubrimiento anticorrosivo, en caso de localizar deterioro en éste debe tomar las medidas correctivas que sean necesarias.

8.6 Capacitación.

Se debe tener un programa de capacitación y entrenamiento para el personal que ejecuta las actividades de operación, mantenimiento y atención de emergencias, el cual esté basado en la detección de las necesidades de capacitación, entrenamiento y reentrenamiento del personal.

Se deben mantener registros de la capacitación impartida y presentarlos a la Agencia cuando ésta los requiera.

8.7 Odorización.

El Regulado es responsable de la odorización del Gas y el monitoreo, cuando el Sistema de distribución no reciba el Gas odorizado; esto se debe realizar de acuerdo con el APÉNDICE NORMATIVO I, Odorización del Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo de la presente Norma Oficial Mexicana.

8.8 Control de corrosión de Ductos.

Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tuberías de acero enterrados y/o sumergidos, se debe cumplir con lo establecido en el APÉNDICE NORMATIVO II de la presente Norma Oficial Mexicana.

8.9 Señalización.

Al realizar trabajos de operación y mantenimiento en el Sistema de distribución, se deben colocar en todo momento los señalamientos de advertencia sobre la existencia de la zanja y de la tubería de Gas. Los avisos deben indicar el nombre del Regulado y los números telefónicos de contacto para caso de emergencias.

El Regulado debe acordonar el área para prevenir al público en general sobre riesgos de accidentes.

8.10 Sistema de telecomunicación.

La operación del Sistema de distribución debe ser respaldada por un sistema de telecomunicación que permita establecer una comunicación continua durante las 24 horas del día, los 365 días del año, entre el centro de control y las cuadrillas encargadas de realizar las labores de operación, mantenimiento, atención a fugas, atención a emergencias y supervisión del Sistema de distribución.

8.11 Prevención de accidentes.

8.11.1 Si se determina mediante inspección que un tramo de tubería ha sufrido afectaciones de integridad, las cuales se encuentren dentro de los parámetros aceptables para su operación, se deben acortar los periodos de inspección, para programar su reparación o reemplazo.

8.11.2 Durante la inspección o reparación de tuberías donde pueda haber presencia de Gas, se debe observar lo siguiente:

- a) Acordonar la zona de riesgo con elementos de señalización y en caso necesario evacuar a las personas a un área segura;
- b) No se debe: fumar, tener flamas abiertas, usar linternas que no sean a prueba de Explosión o utilizar cualquier otro dispositivo que produzca chispa o represente una fuente de ignición;
- c) Antes de proceder a cortar o soldar la tubería de Gas, se debe suspender el suministro, purgar dichas tuberías y detectar que no hay presencia de Gas con un detector de Gas combustible;
- d) La tubería de acero se debe conectar a tierra antes de hacer algún trabajo en la línea (si se tiene protección catódica por corriente impresa, desconectar el rectificador de corriente). La tubería de Polietileno se debe descargar de electricidad estática;
- e) La iluminación artificial se debe producir con lámparas, éstas y sus interruptores deben ser a prueba de Explosión;
- f) Se debe de tener en el sitio de trabajo personal de seguridad y extintores;
- g) Se deben evitar las concentraciones de Gas en recintos confinados;
- h) Establecer ventilación inmediata en lugares donde se haya acumulado el Gas, y
- i) Se debe utilizar equipo, herramienta y utilería de seguridad antichispa.

8.12 Protección contra incendio.

El personal que desarrolle cualquier tipo de actividad en el Sistema de distribución, debe contar con el equipo contra incendio acorde con el tipo y dimensiones de fuego que pueda presentarse.

El equipo contra incendio debe estar identificado y ubicado en lugares visibles, de fácil acceso y que se encuentren libres de obstáculos.

8.13 Interrupción de la operación por trabajos de mantenimiento.

En caso de que un trabajo de mantenimiento en el que el Sistema de distribución requiera suspender el servicio, se deben aplicar los procedimientos y las medidas de seguridad establecidas en el manual de operación y mantenimiento.

8.14 Servicio de emergencia.

El Regulado debe tener disponible un servicio de emergencia las 24 horas del día, durante los 365 días del año de manera ininterrumpida. Para ello, debe contar con vehículos equipados con detectores de fugas, explosímetros, herramientas que no genere chispa, accesorios, y personal capacitado para atender cualquier emergencia en el sistema para controlar las fugas de manera eficiente.

8.15 Tuberías fuera de operación.

Se debe elaborar un procedimiento para dejar fuera de operación de forma segura las tuberías, considerando como mínimo lo siguiente:

- a) Cada tubería que quede fuera de operación se debe vaciar antes de desconectar de la fuente de suministro de Gas y purgarse;
- b) La tubería debe quedar empacada con Gas inerte;
- c) La tubería se debe aislar utilizando bridas ciegas o tapones;
- d) Se debe mantener un registro de las tuberías fuera de operación y presentarlo a la Agencia cuando ésta los requiera;
- e) La tubería que vaya a ser reactivada se debe verificar su integridad mecánica;
- f) Cada Registro de válvulas fuera de operación debe ser cancelado y asegurado, y
- g) La tubería del usuario, debe ser desconectada físicamente del suministro de Gas y los extremos abiertos de la tubería deben sellarse u obturarse convenientemente.

8.16 Temporalmente fuera de operación.

Cuando el servicio que se da a un usuario se deja fuera de operación temporalmente, se debe observar lo siguiente:

- a) La válvula debe estar provista de un bloqueo mecánico para evitar la apertura por personas ajenas al Regulado, y
- b) Se debe instalar en la línea de servicio o en el conjunto del Medidor un dispositivo mecánico o accesorio que pueda evitar el flujo de Gas.

8.16.1 Para reactivar instalaciones, líneas de servicio temporalmente fuera de operación y sistemas rehabilitados, modificados o tras un mantenimiento mayor, se debe verificar el cumplimiento del numeral 7. Pre-arranque de la presente Norma Oficial Mexicana.

8.16.2 Las instalaciones fuera de operación previamente a reinstalarse, se deben probar de la misma manera en que se prueban las instalaciones nuevas.

8.16.3 Las líneas fuera de operación se deben probar de la misma manera que las líneas de servicio nuevas, antes de reinstalarlas.

8.16.4 Las líneas de servicio desconectadas temporalmente se deben probar desde el punto de desconexión hasta la válvula de la línea de servicio, de la misma manera que una nueva.

8.17 Reclasificación de tuberías.

Esta sección establece los requisitos mínimos que se deben cumplir para la reclasificación de tuberías en operación que se van a someter a incrementos de Presión. Para ello, es necesario determinar la máxima Presión de operación a las nuevas condiciones.

8.17.1 Requisitos generales.

8.17.1.1 Incrementos de Presión. Cuando se requiera modificar las condiciones de operación de una tubería por aumento de la Presión, ésta se debe incrementar gradualmente, de tal manera que pueda ser controlada y de acuerdo con lo siguiente:

- a) Después de cada incremento, la Presión se mantendrá constante mientras el tramo completo de tubería se revisa para verificar que no existan fugas;
- b) Cada fuga detectada se debe reparar antes de realizar un nuevo incremento de Presión;
- c) Cuando se someta un tramo de tubería a condiciones de operación más exigentes, se debe llevar un registro de las acciones tomadas en el sistema para acondicionarlo al nuevo rango de Presión;
- d) Cuando se modifiquen las condiciones de operación de un tramo de tubería, se debe documentar el procedimiento llevado a cabo para determinar la PMOP, y
- e) Al establecer una nueva PMOP, ésta no debe exceder el valor máximo permitido para un tramo de tubería nuevo, construido con el mismo tipo de material, en la misma Clase de localización;

8.17.1.2 El Regulado debe demostrar a través de una evaluación técnica si el espesor de pared de la tubería es el adecuado para la actual Clase de localización, de lo contrario la tubería se debe reemplazar de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.1, o evaluarse técnicamente para determinar su PMOP.

8.17.1.3 Se deben realizar pruebas de hermeticidad del Sistema de distribución a la Presión de operación con detectores de gas combustible y/o sustancia tensoactiva con el propósito de que no existan fugas en la instalación y en caso de encontrarse, deben ser atendidas.

8.18 El Regulado debe contar con su Programa de Prevención de Accidentes, del cual debe asegurar lo siguiente:

- a) El personal que realiza las actividades de operación y mantenimiento conoce las características de los materiales empleados en la instalación, los procedimientos establecidos para la atención de emergencia, los riesgos identificados en el estudio de riesgo, el plan de respuesta a emergencias, el directorio del Plan de Respuesta a Emergencias al interior y exterior de las instalaciones;
- b) Se han implementado las medidas, equipos, dispositivos o sistemas de seguridad, para disminuir la probabilidad de ocurrencia de los eventos identificados en el Estudio de Riesgo Ambiental, tales como: programas de mantenimiento e inspección, Programas de Capacitación y Adiestramiento, Programas de simulacros;
- c) Se han implementado las medidas preventivas, enfocadas a eliminar o disminuir la frecuencia y/o severidad de los eventos identificados en el Estudio de Riesgo Ambiental;
- d) Se ha dado atención a las recomendaciones del programa del Estudio de Riesgo Ambiental, y
- e) Se cuente con los procedimientos que den atención a la población y áreas afectadas, con el objeto de revertir o restaurar los daños provocados.

8.19 Especificaciones de protección al medio ambiente para los Sistemas de distribución.

Cuando se realicen actividades en la Franja de desarrollo del sistema, durante la etapa de operación y mantenimiento, se debe cumplir con lo siguiente:

8.19.1 Para controlar y retirar las malezas en la Franja de desarrollo del sistema, no se deben emplear agroquímicos o fuego.

8.19.2 No se permite el mantenimiento de vehículos y maquinaria dentro de la Franja de desarrollo del sistema.

8.19.3 En caso de que se generen residuos que por sus características se consideren como peligrosos de acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005 o aquella que la modifique o sustituya, deben manejarse y disponerse conforme a lo establecido en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, su Reglamento y demás ordenamientos jurídicos aplicables.

8.19.4 Los residuos sólidos urbanos y los residuos de manejo especial generados, se deben depositar en contenedores con tapa, colocados en sitios estratégicos al alcance de los trabajadores, y disponerse de conformidad con las Disposiciones que para tal fin emita la Agencia, con la periodicidad necesaria para evitar su acumulación, generación de lixiviados y la atracción y desarrollo de fauna nociva.

8.19.5 Al terminar las actividades en la Franja de desarrollo del sistema, ésta debe quedar libre de residuos peligrosos, sólidos urbanos y de manejo especial.

8.19.6 La apertura de zanjas debe ajustarse a los Trazos autorizados para evitar afectaciones diferentes a las presentadas en la Evaluación de Impacto Ambiental.

8.19.7 En los casos en que se hayan construido desniveles o terraplenes, éstos deben contar con una cubierta vegetal de tipo herbáceo o de otro material para evitar la erosión del suelo.

8.19.8 Deben utilizarse los caminos de acceso ya existentes. En el caso excepcional de que sea imprescindible la apertura de nuevos caminos de acceso para llegar a las instalaciones, se debe procurar que éstos sean los estrictamente necesarios, con un ancho de corona máximo de 4.00 metros y longitud máxima de 500 metros. Dichos caminos se deben diseñar y construir de forma que no se modifiquen los patrones originales de escurrimiento del agua, para evitar la erosión y los hundimientos del suelo. Al término de las actividades, los caminos adicionales que fueron habilitados y que no sean necesarios deben ser restaurados.

8.19.9 En caso de que se requiera instalar campamentos, almacenes, oficinas y patios de maniobra, éstos deben ser temporales y ubicarse en zonas ya perturbadas, preferentemente alejados a la zona urbana, considerando lo siguiente:

- a) Instalar sanitarios portátiles en cantidad suficiente para todo el personal, además de contar con servicios especializados para su mantenimiento y el manejo integral de los residuos generados, y
- b) Una vez concluida la obra, se deben dismantelar las instalaciones y rehabilitar el área.

8.19.10 Para la realización de las actividades se debe usar agua tratada y/o adquirida (no potable).

8.19.11 En caso de que haya resultado suelo contaminado durante o al concluir las actividades, se debe proceder a la remediación del suelo conforme a la normatividad vigente aplicable.

8.19.12 Para los materiales producto de la excavación, se deben aplicar las medidas necesarias para evitar la dispersión de polvos que afecten al personal y a la población.

8.19.13 Se deben tomar las medidas preventivas para que en el uso de soldaduras, solventes, aditivos y materiales de limpieza, no se contamine el agua y/o suelo.

8.19.14 Los sitios que hayan sido afectados, se deben restaurar a sus condiciones originales, urbanas y naturales, una vez concluidas las actividades.

8.20 El Regulado debe obtener de forma anual, un Dictamen de Operación y Mantenimiento por una Unidad de Verificación, en el que conste el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Norma Oficial Mexicana para esta etapa.

El Dictamen al que se refiere el párrafo anterior, debe ser entregado a la Agencia, en los primeros tres meses de cada año, una vez cumplido el primer año de operaciones.

9. Cierre y Desmantelamiento

9.1 El Regulado debe elaborar y ejecutar un Programa de actividades de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, para la etapa de Cierre o de Desmantelamiento, según sea el caso.

9.2 El programa debe incluir por lo menos, lo siguiente:

- a)** Los escenarios y recomendaciones del análisis de riesgos actualizado para esa etapa, conforme a lo previsto en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente y otras aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican; o las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades de Expendio al Público de Gas Natural, Distribución y Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo y de Petrolíferos, según el Sistema de distribución;
- b)** Lo previsto en la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, y
- c)** Los términos y condicionantes en materia de Seguridad Industrial, Operativa y protección al medio ambiente de los diversos trámites bajo los cuales fue autorizado el Proyecto.

10. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad

10.1 Objetivo.

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad tiene por objeto determinar el grado de cumplimiento de la NOM-003-ASEA-2016, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ductos, que comprende la revisión documental y la verificación física de los Sistemas de distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ductos.

10.2 Procedimiento.

10.2.1 La evaluación de la conformidad de la presente Norma Oficial Mexicana se realizará para cada una de sus etapas, mediante la revisión documental y la verificación física de los Sistemas de distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ducto.

Tabla 1. Procedimiento por Etapas de Evaluación de la Conformidad.

Etapas	Numeral a Verificar	Periodicidad de Verificación	Tipo de Verificación	Documento Emitido
Diseño	5	Una vez por diseño.	Documental	Dictamen de Diseño.
Construcción y Pre-Arranque	6 y 7	Una vez por la construcción y pre-arranque.	Documental y verificación física de la instalación	Dictamen de Pre-arranque.
Operación y Mantenimiento	8	Una vez por año.	Documental, verificación física de la instalación y operación	Dictamen de Operación y Mantenimiento.

10.2.2 La evaluación de la conformidad será realizada por una Unidad de Verificación.

10.2.3 Los resultados de la evaluación de la conformidad deben hacerse constar en un Dictamen de acuerdo a la Tabla 1 de este Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad.

10.2.4 Los documentos originales de la evaluación, debe conservarlos el Regulado y estar a disposición de la Agencia cuando los requiera.

11. Grado de concordancia con normas nacionales o internacionales

La presente Norma Oficial Mexicana no concuerda con otras normas nacionales o internacionales.

12. Observancia y vigilancia de la Norma

La observancia y vigilancia del cumplimiento la presente Norma Oficial Mexicana corresponde a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

TRANSITORIOS

PRIMERO.- La Norma Oficial Mexicana, NOM-003-ASEA-2016, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por ductos entrará en vigor a los 170 días naturales posteriores a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- A partir de la fecha de entrada en vigor de la Norma Oficial Mexicana, se cancela y sustituye la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por ductos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2013.

TERCERO.- A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, se cancela y sustituye la Norma Oficial Mexicana NOM-129-SEMARNAT-2006, Redes de distribución de gas natural.- Que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de julio de 2007.

CUARTO.- Los Sistemas de distribución, que estén operando a la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, contarán con 180 días naturales para apegarse a lo establecido en el numeral 8 "Operación y mantenimiento".

QUINTO.- Toda modificación al diseño original que se genere a partir de la entrada en vigor de la presente Norma de los Sistemas de distribución que se encuentran en operación, debe cumplir con lo establecido en las diferentes etapas de esta Norma Oficial Mexicana.

SEXTO.- Los dictámenes de cumplimiento con la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por ductos y la Norma Oficial Mexicana NOM-129-SEMARNAT-2006, Redes de distribución de gas natural.- Que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios, que hayan sido emitidos con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, son reconocidos por la Agencia hasta el término de su vigencia.

SÉPTIMO.- La Agencia podrá establecer mediante programas de evaluación los periodos en los que se deberán presentar los Dictámenes de Operación y Mantenimiento. En tanto no se publiquen dichos programas, se estará a los plazos establecidos en la presente Norma Oficial Mexicana.

OCTAVO.- Los Sistemas de distribución que cuenten con un Dictamen de Diseño y que no hayan iniciado operaciones a la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana, les serán exigibles las normas y estándares de Diseño y Construcción que fueron aplicables al momento de obtener el Dictamen de Diseño. A partir del inicio de operaciones del Sistemas de distribución contarán con 180 días naturales para apegarse a lo establecido en el numeral 8 "Operación y mantenimiento" de la presente Norma Oficial Mexicana.

APÉNDICE NORMATIVO I

ODORIZACIÓN DEL GAS NATURAL Y GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

ÍNDICE

1. Definiciones
2. Odorizantes
3. Tipo y cantidad de odorizante a utilizar
4. Sistemas de odorización
5. Control del proceso de odorización
6. Medidas generales de seguridad para el manejo de los odorizantes.

1. Definiciones.

Para efectos de aplicación de este APÉNDICE NORMATIVO se establecen las definiciones siguientes:

1.1. Gas: Gas Natural o Gas Licuado de Petróleo.

1.2. Límite inferior de inflamabilidad (LII): Valor inferior de la concentración de Gas disperso en el aire, debajo del cual no se presenta una mezcla explosiva, de acuerdo con la disposición 3 "detección de fugas", del APÉNDICE NORMATIVO III de la presente Norma Oficial Mexicana.

1.3. Límite superior de inflamabilidad (LSI): Valor superior de la concentración de Gas disperso en el aire, arriba del cual no se presenta una mezcla explosiva, de acuerdo con la disposición 3 "detección de fugas" del APÉNDICE NORMATIVO III de la presente Norma Oficial Mexicana.

1.4. Mercaptanos: Compuestos orgánicos sulfurados de olor característico desagradable, tóxico e irritante en altas concentraciones. También conocidos como Tioles.

1.5. Odorización: Proceso mediante el cual se le aplica un odorizante a una sustancia inodora.

1.6. Odorizante: Sustancia química compuesta por mercaptanos que se añade a gases esencialmente inodoros para advertir su presencia.

1.7. Presión de vapor: Presión característica a una determinada temperatura del vapor de una sustancia en equilibrio con su fase líquida.

2. Odorizantes.

El odorizante debe cumplir, como mínimo, con los requisitos siguientes:

- a) Contar con un grado de pureza que permita alcanzar el nivel de odorización mínimo establecido en el capítulo número 3 de este APÉNDICE NORMATIVO;
- b) Ser compatible con los materiales de fabricación del equipo utilizado para la odorización del Gas;
- c) Ser estable física y químicamente para asegurar su presencia como vapor dentro de la corriente de Gas;
- d) No ser tóxico ni nocivo para las personas y equipos en la concentración requerida en el capítulo número 3 de este APÉNDICE NORMATIVO;
- e) Permitir la combustión dentro del rango recomendado por el fabricante;
- f) Contar con un grado de penetrabilidad que permita detectar las fugas de Gas de una tubería enterrada por medio de la mancha que deja en el suelo y así prevenir a la población en el área circundante del peligro;
- g) Tener una solubilidad en agua menor a 2,5% (dos coma cinco por ciento) en masa;

- h) Contar con un olor que proporcione al Gas el aroma característico y persistente;
- i) Ser manejable para facilitar su adición al Gas, y
- j) Los productos de la combustión del odorizante no deben ser corrosivos a los materiales expuestos ni ser nocivos para la salud de la población.

3. Tipo y cantidad de odorizante a utilizar.

El Gas debe ser odorizado a una concentración tal que permita ser detectado por el olfato cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del límite inferior de explosividad, o cuando la proporción de Gas en aire sea de 1% (uno por ciento).

4. Sistemas de odorización.

4.1. El equipo de odorización seleccionado debe dosificar el odorizante dentro de los rangos de concentración recomendados por el fabricante.

4.2. Los equipos de odorización deben cumplir con lo siguiente:

- a) La cantidad de odorizante dosificado debe ser proporcional al volumen de Gas, independientemente de las condiciones de Presión y temperatura, tanto del ambiente como del Gas;
- b) Los materiales deben ser resistentes a la corrosión química y atmosférica;
- c) El equipo debe tener la capacidad para manejar un amplio rango de flujos, y
- d) Los recipientes que contienen el odorizante deben estar provistos por un dique de contención de derrames con una capacidad volumétrica mínima al 100% de la capacidad del recipiente, que cuenten con una purga para recuperación del odorizante.

4.3. La selección del equipo debe hacerse de acuerdo con el volumen de Gas a odorizar.

5. Control del proceso de odorización.

5.1. El olor del Gas debe monitorearse en puntos determinados del Sistema de distribución, así como en el punto más lejano de donde se realiza la dosificación del odorizante, para verificar que la concentración del odorizante sea estable y se perciba cuando la proporción de Gas en aire sea del 1% (uno por ciento) o una quinta parte del límite inferior de explosividad.

5.2. El control del proceso de odorización puede efectuarse en forma indirecta por el consumo de odorizante, o de forma directa mediante el análisis del contenido de odorizante en el Gas. Si el Gas a odorizar tiene contenidos variables de odorizante debe recurrirse al control directo.

En ambos métodos de control se deben tomar muestras del Gas, en puntos diferentes del Sistema de distribución.

6. Medidas generales de seguridad para el manejo de los odorizantes.

6.1. Medidas de seguridad.

- a) Para prevenir la combustión accidental de los vapores del odorizante se debe utilizar herramienta a prueba de chispa cuando se trabaje en equipos de odorización, y los trabajadores que laboren en el área no deben utilizar botas de seguridad con casquillo metálico expuesto, y
- b) El tanque de almacenamiento, equipo de odorización, tuberías y accesorios, deben ser fabricados con materiales resistentes a la corrosión.

6.2. Derrames. Se debe contar con los elementos para la atención de un derrame de odorizante, mismos que deben estar ubicados en donde se encuentra el sistema de odorización.

Cuando se detecte un derrame de odorizante, éste debe neutralizarse mediante la aplicación de una sustancia química, por ejemplo, mediante la adición de una solución acuosa de hipoclorito de sodio. Asimismo, debe utilizarse un agente evanescente para enmascarar el olor y tierra, arena fina o aserrín para absorber dicho odorizante o el producto que recomiende el fabricante.

La eliminación del odorizante puede efectuarse por oxidación o por absorción, mediante compuestos como lejía, hipoclorito de sodio y permanganato de potasio.

No deben verse los oxidantes en altas concentraciones sobre el odorizante derramado ya que la reacción sería violenta y podría causar accidentes.

6.3. Almacenamiento. Los tambores del odorizante deben estar almacenados en lugares cubiertos, secos y bien ventilados. No deben exponerse a los rayos solares.

Los tambores se deben enfriar antes de ser abiertos para no provocar una fuga de odorizante en fase vapor, ya que la Presión de vapor aumenta rápidamente con el incremento de la temperatura (ver tabla siguiente):

Temperatura	Presión de vapor del odorizante
293 K	2,05 kPa
353 K	27,38 kPa

6.4. Seguridad del personal. El personal que ejecute operaciones de odorización debe usar el equipo de protección personal para la manipulación del odorizante.

El equipo mínimo de seguridad adecuado para el personal que está en contacto con el odorizante debe ser el indicado en la hoja de seguridad del producto, considerando como mínimo el siguiente:

- a) Guantes, botas y prendas recomendadas por el fabricante del producto para el odorizante empleado;
- b) Gafas protectoras de hule especial (recomendadas por el fabricante del producto), y

c) Mascarilla con filtro de absorción para componentes orgánicos.

6.5. Ante cualquier contacto del odorizante con la piel debe lavarse de inmediato el área afectada con agua.

6.6. El recipiente de almacenamiento de odorizante debe contar con la documentación vigente que avale el funcionamiento de acuerdo a la Normatividad aplicable.

APÉNDICE NORMATIVO II

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

ÍNDICE

- 1.** Introducción
- 2.** Definiciones
- 3.** Control de la corrosión externa en tuberías de acero
 - 3.1.** Recubrimiento anticorrosivo
 - 3.2.** Estructura a proteger
 - 3.2.1.** Tuberías nuevas
 - 3.2.2.** Tuberías existentes
 - 3.2.3.** Puenteos eléctricos
 - 3.3.** Tipos de protección catódica
 - 3.3.1.** Ánodos galvánicos o de sacrificio
 - 3.3.2.** Corriente impresa
 - 3.4.** Aislamiento eléctrico
 - 3.5.** Criterios de protección catódica
 - 3.6.** Perfil de potenciales de polarización
 - 3.7.** Potencial tubo/suelo máximo permisible
 - 3.8.** Mediciones de corriente eléctrica
 - 3.8.1.** Medición de potenciales tubo/suelo
 - 3.8.2.** Medición de resistividad
 - 3.8.3.** Medición de corriente eléctrica
 - 3.9.** Funcionalidad del sistema
 - 3.9.1.** Previsiones para el monitoreo
 - 3.9.2.** Interferencia con otros sistemas
 - 3.9.3.** Cruzamientos
 - 3.9.4.** Defectos en el Recubrimiento anticorrosivo
 - 3.10.** Operación, inspección y mantenimiento
 - 3.10.1.** Fuentes de energía eléctrica
 - 3.10.2.** Camas anódicas
 - 3.10.3.** Conexiones eléctricas
 - 3.10.4.** Aislamientos eléctricos
 - 3.10.5.** Recubrimientos
 - 3.10.6.** Levantamiento de potenciales
 - 3.11.** Seguridad
 - 3.11.1.** Medidas generales
 - 3.11.2.** Generación de gases peligrosos
 - 3.11.3.** Instalación en atmósferas peligrosas
 - 3.11.4.** Cortocircuitos 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 NORMATIVO se establecen las definiciones siguientes:

- 2.1. Ánodo:** Elemento emisor de corriente eléctrica; es el electrodo de una celda en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.
- 2.2. Ánodo galvánico o de sacrificio:** Metal con potencial de oxidación más electronegativo que el de la tubería por proteger y que al emitir corriente eléctrica de protección, se consume.
- 2.3. Ánodo inerte:** Electrodo auxiliar metálico o no metálico que forma parte del circuito de protección catódica y que se conecta a la terminal positiva de una fuente externa de corriente eléctrica directa.
- 2.4. Cama anódica:** Grupo de ánodos, ya sea inertes o galvánicos que forman parte del sistema de protección catódica.
- 2.5. Cátodo:** Electrodo de una celda en el que ocurren las reacciones electroquímicas de reducción en un sistema de protección catódica.
- 2.6. Celda solar:** Equipo que transforma la energía solar en energía eléctrica de corriente directa.
- 2.7. Corriente de protección catódica:** Corriente eléctrica directa necesaria para obtener los valores del potencial de protección de una estructura metálica enterrada o sumergida en un electrolito.
- 2.8. 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.
- 2.9. Defecto en el Recubrimiento:** Discontinuidad en el material anticorrosivo que expone la superficie del metal al medio electrolítico que lo rodea.
- 2.10. Densidad de corriente:** Corriente eléctrica directa por unidad de área, expresada usualmente en miliampere por metro cuadrado o miliampere por pie cuadrado.
- 2.11. Electrodo de referencia:** Media celda electroquímica cuyo potencial es constante. Es un electrodo no polarizable.
- 2.12. Electrolito:** Conductor iónico de corriente eléctrica directa. Se refiere al subsuelo o al agua en contacto con una tubería metálica enterrada o sumergida.
- 2.13. Estación de registro:** Instalación para medir el potencial de la tubería ya sea natural o de polarización.
- 2.14. Junta de aislamiento:** Accesorio constituido de un material aislante que se intercala en el Sistema de distribución para separar eléctricamente la infraestructura a proteger.
- 2.15. Interfaces:** Transición a la que se somete la tubería al cambiar de electrolito, pudiendo ser ésta tierra-aire, tierra-concreto-aire, aire-agua, tierra-agua, etc.
- 2.16. Material de relleno:** Mezcla de materiales sólidos que envuelven al ánodo para incrementar su conductividad eléctrica en el terreno donde se alojan.
- 2.17. Polarización:** Magnitud de la variación de un circuito abierto en un electrodo causado por el paso de una corriente eléctrica.
- 2.18. Potencial crítico:** Voltaje de protección catódica de valor inferior en relación al valor de cualquiera de los criterios de protección catódica.

2.19. 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.

2.20. 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.

2.21. 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 del sistema de protección seleccionado.

2.22. 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.

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

2.24. Puesta a tierra: Conexión eléctrica, intencional o no, entre un conductor y tierra (suelos y cuerpos de agua).

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

2.26. 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.

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

2.28. 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.

2.29. 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.

2.30. 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.

2.31. 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.

2.32. Turbina generadora: Equipo de combustión interna que genera corriente eléctrica directa para proporcionar protección catódica a la tubería.

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.

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. Al momento de ser aplicado el Recubrimiento anticorrosivo debe estar libre de poros o imperfecciones.

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

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:

i. Potencial tubo/suelo;

ii. Resistividad del suelo, y

iii. 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 las disposiciones 3.7 y 3.8 de este APÉNDICE NORMATIVO.

b) Medidas correctivas:

1. Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben tomar medidas correctivas para inhibirla, como por ejemplo:

- i. Previsiones convenientes para la operación adecuada y continua del sistema de protección catódica;
- ii. Mejoramiento del Recubrimiento anticorrosivo;
- iii. Instalación complementaria de ánodos de sacrificio;
- iv. Utilización de fuentes de corriente impresa;
- v. Delimitación con aislamientos eléctricos, y
- vi. 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 la disposición 3.12 de este APÉNDICE NORMATIVO.

La instalación del puenteo eléctrico se debe realizar de acuerdo a lo indicado en la definición del término puenteo eléctrico en la disposición 2.25 de este APÉNDICE NORMATIVO. Se deben proteger las áreas afectadas por las conexiones a 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) Ánodos galvánicos o de sacrificio, y
- b) Corriente impresa.

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

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

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 y/o regulación de Presión, de compresión y/o bombeo;
- 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 recomienda las técnicas de medición indicadas en el código NACE Standard TM0497-2012.

- a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄), 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, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄), 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, y

- 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 la disposición 3.5 de este APÉNDICE NORMATIVO. 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 debe 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/CuSO₄), 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 NORMATIVO 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/CuSO₄).

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄) 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, y
b) Plata/cloruro de plata 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.

La tubería de acero debe 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 1000 ohm/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 párrafo anterior debido a impedimentos físicos o geográficos, la estación de registro correspondiente se debe instalar en el sitio accesible más cercano. La ubicación real de estos sitios se debe documentar y guardar en archivo para sus futuras referencias y disponible para la Agencia para cuando esta lo requiera.

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. Previo a instalar un sistema de protección catódica de una tubería nueva se debe notificar a todas las compañías que tengan estructuras metálicas enterradas 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 empleo 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:

- I. Cambios de potencial tubo/suelo;
- II. Cambios de magnitud o dirección de la corriente eléctrica;
- III. Defectos en el Recubrimiento, y
- IV. 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 determinar e implementar el refuerzo del 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 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 el 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 la puesta a tierra 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 tendientes 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 tomen las acciones correctivas mencionadas en la disposición 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, el Regulado debe establecer, instrumentar y cumplir con los programas de inspección y mantenimiento periódicos 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 sistemas de protección catódica automáticos, fotovoltaicos, turbogeneradores y supervisados a control remoto, se debe 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 la disposición 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, puentes eléctricos y mediciones de parámetros eléctricos los cuales pueden provocar daños al personal operativo por descargas eléctricas. Por ello estos trabajos se deben ejecutar por personal calificado y con experiencia en materia de obras e instalaciones eléctricas y de acuerdo a lo que establecen los reglamentos, códigos, normas y leyes aplicables.

El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección personal apropiados para el manejo de equipo energizado.

El encargado del sistema de protección catódica debe 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.

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 deben tomar las medidas de seguridad siguientes:

- a) Cuando se instalen dispositivos de aislamiento eléctrico en áreas donde se anticipe una Atmósfera Peligrosa, 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, por lo que su instalación en esas áreas debe satisfacer la clasificación eléctrica de áreas de la NOM-001-SEDE-2012 o aquella que la modifique o sustituya.

3.11.4. Corto circuitos en instalaciones eléctricas. El cortocircuito de juntas aislantes constituye un riesgo potencial, por lo que, en caso de ser posible, dichas juntas se deben instalar fuera de áreas peligrosas. Cuando no sea posible, se deben adoptar medidas para evitar chispas o arcos eléctricos, como:

- a) Conexiones de resistencia colocadas en gabinetes a prueba de fuego;
- b) Arrestador de flama encapsulado;
- c) Electrodo de zinc conectados a tierra en cada lado de la junta aislante, o
- d) Una celda de polarización conectada a través de la junta aislante o a tierra.

Las superficies de la junta aislante deben estar encapsuladas para prevenir corto circuitos causados por herramientas.

3.11.4.1. Desconexión, separación o ruptura de la tubería protegida. La tubería protegida catódicamente tiene una corriente eléctrica fluyendo a través de ella, cualquier desconexión, separación o ruptura de la tubería interrumpe el flujo de corriente eléctrica, lo que puede provocar la generación de un arco eléctrico

dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica.

El transformador-rectificador que protege una sección de la tubería en la que se realizará una modificación, mantenimiento o reparación debe ser apagado 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 de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012 o aquella que la modifique o sustituya. En el área de proceso se deben utilizar interruptores de doble polo para asegurar que ambos polos estén aislados durante el mantenimiento. Cada cable que transporte corriente eléctrica de protección catódica se debe instalar de manera que no se pueda realizar la desconexión dentro del área de riesgo sin suspender la energía al sistema de protección catódica. Los cables deben estar protegidos mecánicamente para prevenir su ruptura.

3.11.4.3. Instrumentos de prueba. Cuando se efectúen mediciones eléctricas para el control de la protección catódica en Atmósferas Peligrosas, el equipo utilizado debe ser intrínsecamente seguro, y antes de realizar los trabajos el área debe ser evaluada y declarada libre de una Atmósfera Peligrosa.

3.11.5. Señalización de instalaciones energizadas. En los lugares donde se instalen fuentes de corriente eléctrica para la protección catódica se deben colocar señalamientos de advertencia visibles de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012 o aquella que la modifique o sustituya.

3.12. Documentación.

3.12.1. Historial del sistema de protección catódica. El Regulado, 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 Agencia para cuando 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), y
 - 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, puentes eléctricos entre ductos);
- Permisos internos y externos;
- Afectaciones a otras estructuras y/o sistemas de protección catódica a terceros;
- Modificaciones constructivas, adecuaciones, y
- Resultados de las pruebas durante la puesta en operación del sistema de protección catódica y ajustes de campo.

En el caso de tuberías existentes se debe presentar la información que asegure que el ducto se encuentra protegido catódicamente y que no presenta interacción con otros sistemas eléctricos adyacentes a su trayectoria. Asimismo, se debe establecer un método permanente para completar la información documental requerida para ductos nuevos.

3.12.2. Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias. Es esencial que durante la planeación, instalación, prueba, puesta en marcha y operación de un sistema de protección catódica se notifiquen dichas acciones a las entidades que tengan a su cargo sistemas de tubería de acero enterradas, cables u otras estructuras (ductos de agua, cableado telefónico, líneas de fibra óptica y líneas de alta tensión), próximas a la instalación. Dicha notificación se debe realizar con una anticipación mínima de un mes y por escrito.

Lo anterior, con el propósito de asegurar que el sistema sea instalado de tal manera que la interacción de la protección catódica con sistemas y estructuras vecinas sea mínima.

3.13. Registros. Los registros de control de la corrosión deben documentar en forma clara, concisa y metódica la información relacionada a la operación, mantenimiento y efectividad del sistema de protección catódica.

3.13.1. Funcionalidad del sistema de protección catódica. Se debe registrar la fecha de puesta en servicio del sistema de protección catódica, los levantamientos de potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen

interferencias y asegurar que los aislamientos, Recubrimientos y encamisados se encuentran funcionando satisfactoriamente.

Los registros del sistema de protección catódica se deben conservar durante el tiempo que las instalaciones permanezcan en servicio y estar disponibles para cuando la Agencia lo requiera.

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 las disposiciones 3.13 y 3.13.1 de este APÉNDICE NORMATIVO, 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.

Cuando se tengan sistemas de acero sin protección catódica, se debe evaluar técnicamente, la viabilidad de la adecuación de un sistema de protección catódica o contar con un plan de renovación del sistema existente.

APÉNDICE NORMATIVO III

MONITOREO, DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN DUCTOS

ÍNDICE

- 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
- 7. Anexo

1. Objetivo.

En este APÉNDICE NORMATIVO se establecen los requisitos para el monitoreo, detección y clasificación de fugas de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo en los Sistemas de distribución por medio de Ductos.

2. Definiciones.

Para efectos de aplicación de este APÉNDICE NORMATIVO 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: El lugar sin ventilación natural, o con ventilación natural deficiente, en el que una o más personas puedan desempeñar una determinada tarea en su interior, con medios limitados o restringidos para su acceso o salida, que no está diseñado para ser ocupado en forma continua.

2.3. Fuga de Gas: Liberación repentina o escape accidental por pérdida de contención en el Sistema de distribución, del Gas Natural o Gas Licuado de Petróleo.

2.4. Indicador de Gas combustible: Instrumento capaz de detectar y medir la concentración de una mezcla de Gas combustible en el aire.

2.5. Lectura: Indicación en un instrumento de medición analógico o digital.

2.6. Monitoreo de fugas: Conjunto de actividades que se realizan periódicamente para detectar y clasificar fugas de Gas conducido en Sistemas de distribución por ductos.

2.7. Perforación de barra, pozo de muestreo o sondeo: 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, entre otros, 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 NORMATIVO se establecen los valores de concentración de en porcentaje/volumen para los límites de explosividad de mezcla de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo con aire, en la Tabla siguiente:

Tabla 1. Límites de inflamabilidad en porcentaje/volumen de concentración de Gas en aire

Límite de inflamabilidad	Gas Natural	Gas Licuado de Petróleo (1)
Límite Inferior de inflamabilidad (LII)	5	1,9
Límite Superior de Inflamabilidad (LSI)	15	9,5

(1) Se refiere a las propiedades del Gas propano.

3.1. Atención a reportes de fugas. El Regulado debe investigar en forma inmediata cualquier notificación o aviso de terceros o propios en el que se reporte olor a Gas, fuga, incendio o Explosión que pueda involucrar a tuberías de Gas u otras instalaciones del Sistema de distribución. Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe clasificar inmediatamente para su atención de acuerdo con el numeral 5.1 de este APÉNDICE NORMATIVO y tomar la acción correspondiente de acuerdo a las Tablas 2, 3 y 4, e informar a la Agencia de acuerdo a las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

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 a las instalaciones:

- Informar de inmediato al Regulado de la instalación y, si es necesario, a los bomberos, policía y protección civil, y
- Cuando la tubería del Regulado esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de Gas, el Regulado, para evitar riesgos, debe tomar de inmediato las acciones necesarias de acuerdo con la Tabla 2 de este APÉNDICE NORMATIVO.

3.2. Recursos necesarios para efectuar la inspección. El Regulado, 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:

- Planos vigentes del Sistema de distribución con escala y grado de detalle adecuados;
- 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 aplique, y
- Equipo de transporte adecuado para la atención de fugas.

3.3. Métodos de detección de fugas. El Regulado puede aplicar para la detección de fugas en sus instalaciones, individualmente o combinados, los métodos siguientes:

- Con indicadores de Gas combustible:
 - Sobre la superficie del suelo, y
 - Debajo de la superficie del suelo
- Inspección visual de la vegetación;
- Caída de presión;
- Burbujeo;
- Ultrasonido;
- Fibra óptica;
- Termografía infrarroja terrestre o aérea, y
- Perros adiestrados.

El Regulado 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 Regulado, quien debe determinar que no existe fuga o 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, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para el método de detección de Gas Natural o de Gas Licuado de Petróleo que se aplique en la instalación inspeccionada.

3.3.1.1. Detección sobre la superficie del suelo. Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo 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 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, y

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 de acuerdo con las instrucciones del fabricante del indicador de gas. Se deben analizar muestras en los lugares especificados en el párrafo 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 APÉNDICE NORMATIVO 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 competente 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 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 o Gas Licuado de Petróleo 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 Regulado 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 o el Gas Licuado de Petróleo mediante un espectrómetro de banda infrarroja como elemento primario de detección. El instrumento puede acoplarse a un sistema de geoposicionamiento para ubicar las fugas.

3.3.8. Detección por medio de perros adiestrados. La raza labrador es la más comúnmente usada ya que puede detectar el odorizante adicionado en la corriente del fluido. El perro localiza y rastrea el olor que sale por la fuga hasta el punto de máxima concentración.

4. Instrumentos para detección de fugas

El Regulado 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, para su atención. 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 la disposición 5.1 de este APÉNDICE NORMATIVO e informar a la Agencia de acuerdo a las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

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.

Tabla 2. Fugas de Grado 1

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCIÓN
1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio, se considere un peligro inmediato.	1. Requiere acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.
2. Cualquier escape de Gas que se haya encendido.	
3. Cualquier indicación de que el Gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.	
4. Cualquier indicación de presencia de Gas en el lado exterior de la pared de un edificio, o donde es probable que el Gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	
5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LII del Gas en un espacio confinado.	
6. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LII del Gas en otras subestructuras pequeñas, no asociadas con el Gas por las cuales es probable que el Gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	
7. Cualquier fuga que pueda ser detectada por medio de la vista, oído u olfato, y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.	

Tabla 3. Fugas de grado 2

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCIÓN
1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el Gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	1. Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha en que fue reportada. Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes: a) Cantidad y migración del Gas; b) Proximidad del Gas a edificios y estructuras debajo del suelo; c) Extensión del piso terminado; d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación. Las fugas grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga. El grado de peligro potencial de las fugas grado 2 puede variar ampliamente. Cuando son evaluadas de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones, para algunas fugas grado 2 se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 5 días. En cambio, para otras se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 30 días. El responsable de programar la reparación debe cuidar las condiciones de la fuga durante el día en el cual se descubre dicha fuga.
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 LII, tengan los valores siguientes: a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1. b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que tiene una migración de Gas significativa y la fuga no se califica como grado 1. c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el Gas, donde es probable que el Gas migre para crear un peligro futuro. d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado. e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su Resistencia mínima a la cedencia, localizada en clase 3 o 4, de	

acuerdo con esta Norma Oficial Mexicana 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.	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 ACCIÓN
Estas fugas requieren reevaluarse a intervalos periódicos cuando las lecturas del indicador de Gas combustible, en porcentaje del LII, 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 deben ser reevaluadas en el siguiente monitoreo programado 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.

5.2. Criterios para clasificar fugas y determinar acciones. Los criterios para clasificar y controlar fugas se describen en las Tablas 2, 3 y 4. 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 la reposición completa de asfalto, pavimento y/o 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 Regulado 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.

6. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación.

El Regulado debe conservar por un periodo de 5 años y disponible para la Agencia cuando ésta la requiera, la documentación actualizada que demuestre cada monitoreo de fugas de acuerdo con los resultados, conclusiones y acciones realizadas. 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 causa, el control, la reparación de la fuga y así como la Prueba de hermeticidad, su localización, el grado que se le asignó;
- c) La fecha de reparación, el tiempo que llevó la reparación y el nombre del responsable de la reparación;
- d) La fecha y la hora del reporte a la autoridad competente y el nombre de quien lo hizo;
- e) Tratándose de fugas clase 2 y 3, las fechas de las reevaluaciones antes de la reparación de la fuga y el nombre del responsable de dichas reevaluaciones;
- f) El método usado para detectar la fuga (si fue reportado por terceros, el nombre y la dirección de quién reportó);
- g) La sección del sistema donde ocurrió la fuga (Tubería principal, tubería de servicio, etc.);
- h) La parte del sistema en que ocurrió la fuga (tubería, válvula, conexión, Estación de regulación, etc.);
- i) El material en el cual ocurrió la fuga (acero, plástico u otro);
- j) La descripción de la tubería;

- k) La fecha de instalación de la tubería;
- l) Si tiene protección catódica operando, y
- m) La lectura del indicador de Gas combustible.

6.2. Los registros del 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. Monitoreo de fugas.

6.3.1. El Regulado, debe contar con programas para realizar monitoreo de fugas, con equipos detectores de Gas combustible, en 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 y todas las tuberías del sistema.

6.3.2. El monitoreo de fugas de las instalaciones del Sistema de distribución se debe realizar con los métodos descritos en el Apartado 3 de éste APÉNDICE NORMATIVO y debe realizarse de manera periódica según lo siguiente:

6.3.2.1. Tubería de acero:

- a) Tubería de acero con protección catódica en Clase 3 y 4, se debe inspeccionar al menos 1 vez cada 2 años, y
- b) Tubería de acero sin protección catódica, en Clase 1, 2, 3 y 4 se debe inspeccionar al menos 1 vez cada 6 meses.

6.3.2.2. Tubería de Polietileno y otros materiales distintos al acero:

- a) Tubería en Clase 1 y 2 se deben inspeccionar al menos 1 vez cada 4 años, y
- b) Tubería en Clase 3 y 4 se deben inspeccionar al menos 1 vez cada 2 años.

6.4. Autoevaluación. El Regulado 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 la presente Norma Oficial Mexicana;
- b) Efectividad del monitoreo. Se debe asegurar que los monitoreo 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.

Bibliografía

1. NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida.
2. American Gas Association (AGA).
- 2.1 AGA Technical report No. 10, Steady Flow in gas pipelines fluid flow model.
3. American Petroleum Institute (API).
- 3.1. API 1104-2005, Welding of pipelines and related facilities.

- 3.2.** API 5L-2000, Specification for line pipe.
- 3.3.** API RP 5L1-1996, Recommended practice for railroad transportation of line pipe.
- 3.4.** API RP 5LW-1996, Recommended practice for transportation of line pipe on barges and marine vessels.
- 3.5.** API 6D-1994, Specification for pipe lines valves.
- 4.** American Society of Mechanical Engineers (ASME).
 - 4.1** ASME B 31.8-1999, Gas transmission and distribution piping systems y ASME B 31.4 P: Pipeline Transportation Systems for liquid Hydrocarbons and other liquids.
 - 4.2** ASME BPV-2001, Boiler and Pressure Vessel code, section I, section VIII division I, section VIII division 2, section IX.
 - 4.3** ASME B 16.1-1998, Cast iron pipe flanges and flanged fittings.
 - 4.4** ASME B 16.5-1996, Pipe flanges and flanged fittings.
 - 4.5** ASME B 16.9-2001, Factory made wrought steel butt welding fittings.
 - 4.6** ASME B 16.18-1984/Reaffirmed 1994, Cast copper alloy solder joint pressure fittings.
 - 4.7** ASME B 16.22-1995, Wrought copper and copper alloy solder joint pressure fittings.
 - 4.8** ASME B 16.25-1997, Buttwelding ends.
 - 4.9** ASME B 16.33-1990, Manually operated metallic gas valves for use in gas piping systems up to 125 psig, size ½" - 2".
 - 4.10** ASME B 16.34-1996, Valves flanged, threaded and welding end.
 - 4.11** ASME B 16.38-1985/Reaffirmed 1994, Large metallic valves for gas distribution (manually operated NPS 2 ½" to 12", 125 psig max.).
 - 4.12** ASME B 16.40-1985/Reaffirmed 1994, Manually operated thermoplastic gas shut-offs and valves in gas distribution systems.
- 5.** American Society for Testing and Materials (ASTM).
 - 5.1.** ASTM B 32; Standard specification for solder metal
 - 5.2.** ASTM A 53-1996, Standard specification for pipe, steel, black and hot dipped, zinc coated welded and seamless.
 - 5.3.** ASTM A 106-1995, Standard specification for seamless carbon steel pipe for high temperature service.
 - 5.4.** ASTM A 333/A 333M-1994, Standard specification for seamless and welded steel pipe for low temperature service.
 - 5.5.** ASTM A 381-1993, Standard specification for metal arc welded steel pipe for use with high pressure transmission systems.
 - 5.6.** ASTM A 671-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for atmospheric and lower temperatures.
 - 5.7.** ASTM A 672-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for high pressure service at moderate temperatures.
 - 5.8.** ASTM A 691-1993, Standard specification for carbon and alloy steel pipe, electric fusion welded for high-pressure service at high temperatures.
 - 5.9.** ASTM B 813; Standard specification for liquid and paste fluxes for soldering of copper and copper alloy tube.
 - 5.10.** ASTM B 828; Standard practice for making capillary joints by soldering of copper and copper alloys tube and fittings.
 - 5.11.** ASTM B 837-1995, Standard specification for seamless copper tube for natural gas and Liquefied Petroleum (LP) gas distribution systems.
 - 5.12.** ASTM D 1988-1991 (Reapproved 1995), Standard test method for Mercaptans in natural gas using length-of-stain detector tubes.
 - 5.13.** ASTM D 2513-1999, Standard specification for thermoplastic gas pressure pipe, tubing and fittings.
 - 5.14.** ASTM D 2657; Standard practice for heat fusion joining of polyolefin pipe and fittings.
 - 5.15.** ASTM D 3261-1997, Standard specification for butt heat fusion polyethylene (PE) plastic fittings for polyethylene (PE) plastic pipe and tubing.
 - 5.16.** ASTM D 2683-1995, Standard specification for socket type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.
 - 5.17.** ASTM F 905-1996, Standard practice for qualification of polyethylene saddle fusion joints.
 - 5.18.** ASTM F 1055-1995, Standard specification for electrofusion type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.
- 6.** Government of the United States of America, Code of Federal Regulations (CFR), Title 49 Department of Transportation (DOT), Chapter 1. - Research and special programs administration Part 192.
 - 6.1** CFR 49 DOT 192-2000, Transportation of natural gas by pipeline: Minimum safety standards.
- 7.** Manufacturers standardization society of the valve and fittings industry (MSS).

7.1 MSS SP-44-1996 (R 2001), Steel pipe flanges.

7.2 MSS SP-75-1998, Specification for high test wrought welding fittings.

8. National Association of Corrosion Engineers (NACE).

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

8.2 NACE TM 0497-1997, Standard Test Method. Measurement techniques related to criteria for cathodic protection underground or submerged metallic piping systems.

9. SEDIGAS, S.A.

9.1 Recomendación SEDIGAS RS - T - 01 - 1991, Odorización de gases combustibles.

10. Normas Mexicanas.

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

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

10.3 NMX-E-043-2002, Industria del plástico. Tubos de polietileno (PE) para la conducción de Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GLP). Especificaciones (Cancela a la NMX-E-43-1977).

10.4 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.

10.5 NMX-X-044-SCFI-2008, Industria del Gas-Tubos multicapa de policloruro de vinilo clorado-aluminio - policloruro de vinilo clorado.

10.6 NMX-W-018-SCFI-2006, Productos de cobre y sus aleaciones-Tubos de cobre sin costura para conducción de fluidos a presión-Especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-W-018-1995-SCFI).

10.7 NMX-W-101/1-2004, Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones de cobre soldables-Especificaciones y métodos de prueba.

10.8 NMX-W-101/2-2004, Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones soldables de latón-Especificaciones y métodos de prueba.
