

SECRETARÍA DE ENERGÍA

MODIFICACIONES al Acuerdo por el que se establece el Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

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

MODIFICACIONES AL ACUERDO POR EL QUE SE ESTABLECE EL PROGRAMA DE INDICADORES DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO EN PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS.

GUILLERMO IGNACIO GARCÍA ALCOCER y DANIEL ENRIQUE GUERRERO RODRÍGUEZ, Directores Generales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y de Transformación Industrial de Hidrocarburos, respectivamente, con fundamento en lo previsto en los artículos 33, fracciones III, XXI y XXV, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1o., 3o., 4o., 11, 15 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 8o. y 10 de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 1o., 2o. y 3o. de la Ley de Petróleos Mexicanos; 1, 6 y 34, fracción II, del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; Primero, Segundo y Vigésimo Primero del Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos; 1, 2, Apartado B, numerales I y II, 6, fracción XIII, 8, fracciones XIII y XVI, 13, fracciones I, III y XXI, y 14, fracciones I, III y XVII, y cuarto transitorio del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Que en virtud de la promulgación de la Ley de Petróleos Mexicanos, se estima conveniente simplificar los informes que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios deben rendir a las autoridades del sector hidrocarburos, entre los que se encuentra el Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño emitido por la Secretaría de Energía, publicado el 26 de octubre de 2005, así como sus modificaciones, y

Que con estas acciones, se eficienta el uso de los recursos asignados a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, hemos tenido a bien expedir el siguiente:

ACUERDO QUE MODIFICA EL ACUERDO POR EL QUE SE ESTABLECE EL PROGRAMA DE INDICADORES DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO EN PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

PRIMERO.- Se MODIFICAN los artículos 2 a 7; se ADICIONA la fracción IV al artículo 2, así como se DEROGAN los artículos 8 a 14, del "Acuerdo por el que se establece el Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 26 de octubre de 2005, con sus modificaciones, para quedar en los términos siguientes:

"Artículo 2.- ...

I...

- II.** PEMEX: Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios;
- III.** Programa: el Programa de Indicadores de Evaluación de Desempeño de PEMEX, y
- IV.** POT: El programa operativo trimestral que elabora PEMEX, que considera las principales actividades operativas y comerciales, así como las transferencias que se realizan entre Organismos Subsidiarios.

Artículo 3.- PEMEX deberá entregar trimestralmente a la Secretaría los valores alcanzados por los indicadores que se relacionan a continuación:

- I.** Pemex-Exploración y Producción:
 - a.** Incorporación de reservas 3P;
 - b.** Producción de petróleo;
 - c.** Producción de gas;
 - d.** Aprovechamiento de gas;
 - e.** Producción de petróleo entregado a venta;
 - f.** Costo de producción;
 - g.** Índice de frecuencia de accidentes.
- II.** Pemex-Refinación
 - a.** Índice de intensidad energética;
 - b.** Rendimiento de destilados;
 - c.** Utilización de la capacidad de destilación equivalente;

- d. Costo de transporte de petrolíferos;
 - e. Días de autonomía de gasolinas;
 - f. Índice de frecuencia de accidentes.
- III. Pemex-Gas y Petroquímica Básica
- a. Autoconsumos de gas en procesamiento de gas natural, en porcentaje;
 - b. Capacidad criogénica utilizada;
 - c. Gastos de operación por proceso de gas natural;
 - d. Recuperación de propano en Centros Procesadores de Gas;
 - e. Índice de frecuencia de accidentes.
- IV. Pemex-Petroquímica
- a. Índice de consumo de energía;
 - b. Factor de insumo gas natural – amoniaco;
 - c. Factor de insumo etano – etileno;
 - d. Factor de insumo nafta – aromáticos;
 - e. Producción neta de Petroquímicos;
 - f. Índice de frecuencia de accidentes.

Artículo 4.- PEMEX deberá realizar la entrega de la información prevista en el artículo anterior, dentro de los primeros 15 días hábiles del segundo mes posterior al cierre del trimestre de cada año. Para efecto de lo anterior, el conteo del primer trimestre iniciará en el mes de enero.

Artículo 5.- Al inicio de cada año, PEMEX deberá informar a la Secretaría las metas asociadas a los indicadores señalados en el artículo anterior en forma de intervalo, con un límite superior y un límite inferior. PEMEX deberá alinear las metas asociadas a los indicadores señalados en el artículo anterior, con las correspondientes al POT que esté vigente a la fecha de entrada en vigor de este Acuerdo.

PEMEX deberá informar las metas a las que se refiere el párrafo anterior, dentro de los primeros 10 días hábiles del mes de febrero de cada año.

Artículo 6.- Una vez al año, junto con el informe correspondiente al cierre del año anterior, PEMEX deberá enviar a la Secretaría una evaluación del cumplimiento de las metas establecidas para los indicadores, señalando las causas de desviación en los casos en que el valor del indicador se encuentre fuera del intervalo establecido en la meta, así como las acciones de mejora consideradas para la regularización y/o corrección de las desviaciones identificadas.

PEMEX deberá realizar la entrega del informe señalado en el párrafo anterior, dentro de los primeros 15 días hábiles del mes de marzo de cada año.

Artículo 7.- Corresponde a la Secretaría, por conducto de las Direcciones Generales de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, y de Transformación Industrial de Hidrocarburos, en el ámbito de sus respectivas competencias, la emisión de criterios de aplicación y la interpretación para efectos administrativos del Programa.

SEGUNDO.- Se DEROGA el Anexo A del “Acuerdo por el que se establece el Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios”, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 26 de octubre de 2005, con sus modificaciones y adiciones.

TRANSITORIOS

PRIMERO.- Las presentes Modificaciones entrarán en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- Se derogan las disposiciones de carácter general expedidas por la Secretaría que se opongan a las presentes Modificaciones.

TERCERO.- Para efecto de la entrega de metas asociadas a los indicadores aplicables a 2013, Petróleos Mexicanos contará con un plazo de 20 días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente a aquél en que entre en vigor el presente Acuerdo, para informar de dichas metas, en forma de intervalo, con un límite superior y un límite inferior.

México, D.F., a 26 de abril de 2013.- El Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- El Director General de Transformación Industrial de Hidrocarburos, **Daniel Enrique Guerrero Rodríguez**.- Rúbrica.

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación de la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

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

ACUERDO Núm. A/048/2013

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ORDENA LA PUBLICACIÓN DE LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-003-SECRE-2011, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS, EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN.

CONSIDERANDO

Primero. Que el artículo 3, fracción XIV, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía establece que, para el cumplimiento de su objeto, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) cuenta con la atribución de expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas, tales como normas oficiales mexicanas.

Segundo. Que el 16 de febrero de 2009, esta Comisión publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2005, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

Tercero. Que, el 13 de febrero de 2013, esta Comisión publicó en el DOF el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación de las respuestas a los comentarios recibidos, así como de las modificaciones al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2005, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, publicado el 16 de febrero de 2009.

Cuarto. Que, una vez que ha concluido el plazo que se establece en la fracción III del artículo 47 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y toda vez que se ha dado cumplimiento al procedimiento establecido en los artículos 40 al 47 de la citada Ley, y en su Reglamento, esta Comisión Reguladora de Energía considera conveniente ordenar la publicación en el DOF de la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

Por lo anteriormente expuesto, y con fundamento en los artículos 17 y 33, fracciones XII y XXV, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción VI y último párrafo, 3, fracciones VIII, XIV, XV, XVI, XIX y XXII, 4 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4, segundo párrafo, 9, primer párrafo, 11, 14, fracciones I, inciso c), y IV, 15, primer párrafo y fracción III, incisos a), e) y f), y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 38, fracciones II, V y IX, 40, fracción I, 41, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 3, 4, 12, 13, 14, 16, fracciones IX y X, 57, fracción I, 69-A y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 2, fracciones XIV, XV, XVI, XXII, XXIX y XXXIII, 3, 14, fracción III, inciso d), 62, 63, 67, fracciones I, II, V, VI, XII y XIII, 87, 90 y 105, segundo párrafo, del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo; 28, 34 y 80 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, inciso F, fracción I, 26 y 27 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y 1, 2, 6, fracciones I, incisos A y C, 9, 19, 23, fracciones VII y XVI, y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión emite el siguiente:

ACUERDO

Primero. Publíquese 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, misma que se anexa al presente Acuerdo.

Segundo. Inscribáse el presente Acuerdo con el número A/048/2013 en el registro al que se refieren los artículos 3, fracción XVI, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y 19 y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía.

México, D.F., a 27 de marzo de 2013.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro**, **Rubén F. Flores García**, **Noé Navarrete González**.- Rúbricas.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-003-SECRE-2011, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS. (CANCELA Y SUSTITUYE A LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-003-SECRE-2002, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS)

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 17 y 33, fracción XII y XXV, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción VI y último párrafo, 3, fracciones XIV, XVI y XXII, 4 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4o., segundo párrafo, 9o., primer párrafo, 10, segundo párrafo, 11, 14, fracción IV, 15, primer párrafo, y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 38, fracciones II, V y IX, 40, fracciones I, III, XIII y XVIII, 41, 44, 45, 46, 47, 51, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 3, 4, 12, 13, 14, 16, 57, fracción I, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 28, 34, 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 7, 61 y 70, fracción VII, del Reglamento de Gas Natural; 1, 2, inciso F., fracción I, 26 y 27 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y 1, 2, 6, fracción I, incisos A y C, 9, 19, 23, fracciones VII y XVI, y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, y

CONSIDERANDO

Primero. Que, con fecha 12 de marzo de 2003, la Comisión Reguladora de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

Segundo. Que, con fecha 10 de septiembre de 2008, la Comisión Federal de Mejora Regulatoria emitió el Dictamen Total Final sobre el anteproyecto de Proyecto de Norma Oficial Mexicana en cita, manifestando la procedencia de continuar con las formalidades para la publicación de dicho anteproyecto en el Diario Oficial de la Federación.

Tercero. Que, con fecha 16 de febrero de 2009, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos publicó en el Diario Oficial de la Federación el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2005, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, a efecto de recibir comentarios de los interesados.

Cuarto. Que, transcurrido el plazo de 60 días a que se refiere el artículo 47, fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para recibir los comentarios que se mencionan en el considerando anterior, el Comité Consultivo Nacional de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos estudió los comentarios recibidos y, en los casos que estimó procedentes, modificó el Proyecto de Norma Oficial Mexicana en cita.

Quinto. Que, con fecha 13 de febrero de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación de las respuestas a los comentarios recibidos, así como de las modificaciones al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2005, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, publicado el 16 de febrero de 2009.

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

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-003-SECRE-2011, DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS

En la elaboración de esta Norma Oficial Mexicana participaron las instituciones siguientes: Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, Secretaría de Gobernación (Dirección General de Protección Civil), Comisión Reguladora de Energía, Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C., Consorcio Mexi-Gas, S.A. de C.V., Gas Natural México, S.A. de C.V., Sempra Energía de México S.A. de C.V. y Compañía de Inspección Mexicana S.A. de C.V.

ÍNDICE

- 0.** Introducción
- 1.** Objeto
- 2.** Campo de aplicación
- 3.** Referencias
- 4.** Definiciones
- 5.** Criterios de diseño
 - 5.1** Tuberías
 - 5.1.1** Tubería de acero
 - 5.1.2** Tubería de polietileno
 - 5.1.3** Tubería de cobre
 - 5.1.4** Tubería CSST
 - 5.1.5** Tubería multicapa (polietileno-aluminio-polietileno)
 - 5.2** Accesorios
 - 5.2.1** Generalidades
 - 5.2.2** Accesorios de Acero
 - 5.2.3** Accesorios de Polietileno
 - 5.2.4** Accesorios de Cobre
 - 5.2.5** Accesorios de CSST
 - 5.2.6** Accesorios de tubería multicapa (polietileno-aluminio-polietileno)
- 6.** Materiales y equipo
 - 6.1** Generalidades
- 7.** Construcción de la red de distribución
 - 7.1** Generalidades
 - 7.2** Señalización en los sistemas de distribución de tubería enterrada
 - 7.3** Separación de tuberías
 - 7.4** Obra civil
 - 7.4.1** Excavación de zanjas
 - 7.4.2** Tendido
 - 7.4.2.1** Tubería de polietileno
 - 7.4.2.2** Tubería de acero
 - 7.4.2.3** Tubería de cobre
 - 7.5** Relleno y reposición de piso terminado
- 8.** Instalaciones
 - 8.1** Estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición
 - 8.2** Registros
 - 8.3** Válvulas de seccionamiento y control

- 8.4 Medidores
- 8.5 Rectificadores
- 8.6 Odorización
- 9. Tomas de servicio
- 10. Inspección
- 11. Pruebas
- 12. Puesta en servicio
- 13. Mantenimiento del sistema distribución
- 14. Programa de Protección Civil
- 15. Distribución de Gas Licuado de Petróleo
- 16. Bibliografía
- 17. Concordancia con normas internacionales
- 18. Vigilancia
- 19. Vigencia

Apéndice I. Odorización del Gas Natural y gas licuado de petróleo.

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

Apéndice III. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos

Apéndice IV. Procedimiento de Evaluación de la Conformidad

0. Introducción

La apertura de la industria del gas natural a la iniciativa privada, en lo relativo al transporte, almacenamiento y distribución de gas natural ha hecho necesario establecer las bases bajo las cuales se debe garantizar la confiabilidad, la estabilidad, la seguridad y la continuidad de la prestación del servicio de distribución, en un entorno de crecimiento y cambios tecnológicos en esta industria. Asimismo, el transporte y distribución de gas L.P. por ductos, deben ser actividades que se realicen bajo un mínimo de requisitos de seguridad. Por lo anterior, resulta necesario contar con una Norma que establezca y actualice permanentemente las medidas de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y protección de los sistemas de distribución.

1. Objeto

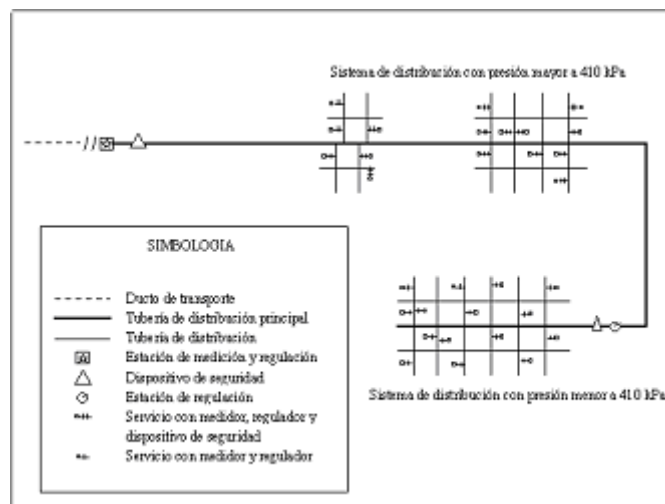
Esta Norma establece los requisitos mínimos que deben cumplirse en el diseño, construcción, pruebas, inspección, operación, mantenimiento y seguridad, de los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos.

2. Campo de aplicación

2.1 Esta Norma es aplicable desde el punto de transferencia del transportista al distribuidor hasta la salida del medidor del usuario final. (Ver Cuadro 1)

Antes del punto de transferencia, aplica la norma de transporte de gas natural o de gas LP y desde la salida del medidor, la norma de instalaciones de aprovechamiento de gas natural, que en su momento se encuentren en vigor.

2.2 Esta norma no pretende incluir todos los requerimientos necesarios para el diseño, construcción, pruebas, inspección, operación y mantenimiento de un sistema de distribución. En lo no previsto por la presente Norma, se deberán aplicar las prácticas internacionalmente reconocidas.



CUADRO 1.- Campo de Aplicación de la Norma

3. Referencias

Listado de normas oficiales mexicanas indispensables en su consulta para la aplicación de la presente norma.

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

NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural.

NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o L.P. con capacidad máxima de 16 metros cúbicos por hora con caída de presión máxima de 200 Pa (20,4 mm de columna de agua).

NOM-001-SEDE-2005, 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-H-022-1989, Conexiones roscadas de hierro maleable clase 1.03 MPa (150 psi) y 2.07 MPa (300 psi).

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

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

NMX-X-021-SCFI-2007, Industria del gas-Tubos multicapa de Polietileno-Aluminio-Polietileno (PE-AL-PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP) - Especificaciones y métodos de ensayo.

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

NMX-X-032-SCFI-2006, Industria del gas-Reguladores para gas natural-Especificaciones y métodos de prueba.

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

4. Definiciones

Para efectos de la aplicación de esta Norma se establecen las definiciones siguientes:

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

4.2 Caída de presión: Pérdida de presión ocasionada por fricción u obstrucción al pasar el gas a través de tuberías, válvulas, accesorios, reguladores y medidores.

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

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

4.5 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.

4.6 Comisión: Comisión Reguladora de Energía.

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

4.8 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.

4.9 Distribuidor: El titular de un permiso de distribución en los términos del Reglamento de Gas Natural o del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

4.10 Ducto de ventilación: Ducto o tubería que permite desalojar hacia la atmósfera el gas acumulado dentro de un registro o camisa subterránea.

4.11 Electrofusión: Método para unir tubería y conexiones de polietileno, mediante el calor generado por el paso de corriente eléctrica a través de una resistencia integrada en una conexión de unión.

4.12 Energético o combustible: Material que genera energía térmica durante el proceso de combustión.

4.13 Estación de regulación: Instalación destinada a reducir y controlar la presión del gas a la salida de la instalación dentro de límites previamente definidos.

4.14 Estación de regulación y medición: Instalación destinada a cuantificar el flujo de gas y controlar la presión de éste dentro de límites previamente definidos.

4.15 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.

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

4.17 Gas: Gas natural o gas Licuado de Petróleo.

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

4.19 Gas Licuado de Petróleo (gas LP): Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por butano y propano.

4.20 Gas natural: Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.

4.21 Gravedad específica: Relación de la densidad de un gas con la densidad del aire seco a las mismas condiciones de presión y temperatura.

4.22 Instalación para el aprovechamiento: El conjunto de tuberías, válvulas y accesorios apropiados para conducir gas desde la salida del medidor hasta los equipos de consumo.

4.23 LFMN: Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

4.24 Límites de explosividad: Valores, superior e inferior, de la concentración de gas combustible disperso en el aire, entre los cuales se presenta una mezcla explosiva.

4.25 Línea de desvío o punteo: Tubería que rodea a un instrumento o aparato para desviar el flujo de gas, con el objeto de repararlo o reemplazarlo.

4.26 Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP): Es la máxima presión a la cual se puede permitir la operación de una tubería o segmento del sistema de distribución.

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

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

4.29 Práctica internacionalmente reconocida: Especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos en el país de origen, que tienen relevancia en el mercado internacional de la industria del gas natural y/o del gas Licuado de Petróleo.

4.30 Presión absoluta: Suma de la presión manométrica más la presión atmosférica del lugar.

4.31 Presión atmosférica: La presión que ejerce una columna de aire sobre la superficie de la tierra.

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

4.33 Presión de operación. Presión a la que operan normalmente los segmentos de la red de distribución.

4.34 Presión de prueba: Presión a la cual es sometido el sistema antes de entrar en operación con el fin de garantizar su hermeticidad.

4.35 Presión manométrica: La presión que ejerce un gas sobre las paredes del recipiente que lo contiene.

4.36 Presión: Fuerza de un fluido ejercida perpendicularmente sobre una superficie.

4.37 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 esta Norma.

4.38 Punto de transferencia: Salida del medidor del transportista.

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 Regulador de servicio: Regulador de presión instalado en la toma de servicio del usuario para el suministro de gas a la presión contratada con el Distribuidor.

4.44 Regulador en monitor: Dispositivo de seguridad que consiste en un regulador instalado en serie al regulador principal y calibrado a una presión ligeramente superior a la de salida de éste para proteger a la instalación de una sobrepresión debida a una falla del regulador principal.

4.45 Resistencia mínima de cedencia (RMC): Valor mínimo de resistencia a la cedencia o fluencia especificado por el fabricante de la tubería.

4.46 SDR: En tubos de polietileno, es la relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado.

4.47 Sistema de distribución: El conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para recibir, conducir, entregar gas por medio de ductos.

4.48 Termofusión: Es el método para unir tubería de polietileno o una conexión con la tubería, mediante un dispositivo que sostiene una placa calefactora en los extremos de los elementos a fusionar, comprimiéndolos con la alineación, presión, temperatura y tiempos adecuados mientras se endurece y enfría el polietileno.

4.49 Toma o acometida de servicio: Tramo de tubería a través del cual el distribuidor suministra gas a los usuarios, derivada de la tubería principal o ramal, hasta el medidor del usuario.

4.50 Trazo: La trayectoria de la tubería destinada a la conducción de gas natural.

4.51 Tubería CSST: Tubería corrugada de acero inoxidable.

4.52 Tubería principal de distribución: Tubería a través de la cual se abastecen los ramales del sistema de distribución de gas.

4.53 Unidad de Verificación (UV): La persona acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) que realiza actos de verificación.

4.54 Válvula de bloqueo: Dispositivo de cierre rápido para suspender el flujo de gas.

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

4.56 Válvula de seguridad: Válvula de apertura o cierre por sobrepresión o por baja presión.

5. Criterios de diseño

5.1 Tuberías

5.1.1 Tubería de acero

5.1.1.1 Los tubos de acero que se utilicen para la conducción de gas deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable. El espesor mínimo de la tubería se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

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

Donde:

t espesor 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 Cuadro 2

E factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería, Ver Cuadro 3 y

T factor de corrección por temperatura del gas; T = 1 si la temperatura del gas es igual o menor a 393 K.

CUADRO 2

Factor de diseño por densidad de población (F)

Clase de localización	F
1	0,72
2	0,60
3	0,50
4	0,40

CUADRO 3**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 A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por fusión" eléctrica	0.80
ASTM A211	Soldadura helicoidal	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por destello eléctrico (EFW)	1.00
	Soldado con arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal igual o mayor de 101.6 mm (4")	0.80
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal menor de 101.6 mm (4")	0.60

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

- 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;
- 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
- 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 suficiente espesor de pared para soportar la presión de diseño de la red de distribución, y resistir las cargas externas bajo las cuales se sujetará la tubería después de su instalación.

5.1.1.3 La presión mínima de operación de una red de distribución debe ser aquella a la cual los usuarios en el punto más desfavorable, reciban el gas a una presión suficiente para que sus instalaciones de aprovechamiento operen adecuada y eficientemente en el momento de máxima demanda de gas.

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 esta Norma, 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.
- b) Deben tener un certificado de calidad.

5.1.2 Tubería de polietileno.

5.1.2.1 Los tubos de polietileno que se utilicen para la conducción de gas deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable.

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:

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

o

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

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 operativa del gasoducto. Para gas LP se debe aplicar el valor determinado a 333 K;

t espesor de la tubería en milímetros, y

D diámetro exterior de la tubería en milímetros.

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

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, y
- b) No se debe usar tubería de polietileno cuando la temperatura de operación del material sea menor de 244 K, o mayor que la temperatura a la cual se determinó el valor de resistencia hidrostática a largo plazo (Sh) que se aplicó en la fórmula del inciso 5.1.2.2 para calcular la presión de diseño. En ningún caso puede exceder 353 K.

5.1.3 Tubería de cobre

5.1.3.1 Los tubos de cobre que se utilicen en la red de distribución deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable.

5.1.3.2 El espesor de pared de los tubos de cobre utilizados en la red debe cumplir con lo siguiente:

- a)** Los tubos de cobre utilizados en las tuberías principales que son las que sirven como suministro común a más de un ramal deben tener un espesor mínimo de 1,65 mm.
- b)** Los tubos de cobre utilizados en ramales deben tener un espesor mínimo de acuerdo a la tabla 10 de la NMX-W-018-SCFI-2006 para tubos tipo L.

5.1.3.3 La tubería de cobre no debe ser usada bajo presiones que excedan los 689 kPa manométrica.

5.1.4 Tubería CSST

Las tuberías CSST deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable cumpliendo al menos con lo siguiente:

5.1.4.1 El CSST debe ser de aleaciones de acero inoxidable serie 300.

5.1.4.2 La tubería CSST se puede utilizar para las conexiones exteriores con los medidores de gas y/o en la instalación de los equipos de consumo que conforman una instalación de aprovechamiento residencial o comercial.

5.1.4.3 La presión normal de la tubería no deberá superar los 34,5 kPa (5 psi).

5.1.4.4 El diámetro interior de la tubería no debe exceder de 31,75 mm (1¼ pulgada).

5.1.5 Tubería multicapa (polietileno-aluminio-polietileno)

5.1.5.1 La tubería multicapa PE-AL-PE a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007.

5.1.5.2 La tubería multicapa PE-AL-PE no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).

5.1.5.3 La tubería multicapa sólo se podrá instalar entre la válvula de la acometida y el medidor.

5.1.6. Tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC.

5.1.6.1 La tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008.

5.1.6.2 La tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).

5.1.6.3 La tubería Multicapa CPVC-AL-CPVC se podrá instalar solamente entre la válvula de la acometida y el medidor.

5.2 Accesorios.

5.2.1 Generalidades.

Los accesorios deben cumplir con los requisitos mínimos de seguridad establecidos en esta Norma, y en lo no previsto por ésta deben cumplir con las prácticas internacionalmente reconocidas, y contar con un certificado de calidad por parte del fabricante.

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 Se permite utilizar conexiones de acero al carbono, de acero forjado, con extremos soldables, bridados o roscados que permitan 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.

5.2.2.2 Adicionalmente de las pruebas realizadas por el fabricante, las válvulas de seccionamiento se deben probar de acuerdo con el desarrollo del sistema y antes del inicio de operaciones de una instalación, de acuerdo con las especificaciones del fabricante.

5.2.2.3 Las válvulas se deben probar 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.

5.2.3 Accesorios de polietileno

5.2.3.1 Las conexiones y accesorios que se utilicen en tubería de polietileno (tapones, coples, reducciones, té) deben ser soldables por termofusión, electrofusión o mecánicas, estas últimas, pueden ser de unión roscada a compresión, o a compresión para utilizarse de acuerdo con lo indicado por el fabricante.

5.2.3.2 Válvulas de polietileno.

5.2.3.2.1 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 Conexiones de cobre

5.2.4.1.1 Las conexiones deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable.

5.2.4.2 Las válvulas que se utilicen en tuberías de cobre deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable.

5.2.5 Accesorios para CSST

5.2.5.1 Conexiones de CSST

5.2.5.1.1 Se deben utilizar las conexiones y accesorios adecuados para su operación segura a las condiciones de flujo requeridas por la instalación.

5.2.5.2 Las válvulas a utilizar en tuberías de CSST deberán cumplir con la norma NMX-X-031-2005, Industria del gas – válvulas de paso –especificaciones y métodos de prueba.

5.2.6 Accesorios de Tubería multicapa (polietileno-aluminio-polietileno)

5.2.6.1 Las conexiones a utilizar en tubería multicapa PE-AL-PE a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007.

5.2.7.1 Las conexiones a utilizar en tubería CPVC-AL-CPVC a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-044-SCFI-2008.

6. Materiales y equipo

6.1 Generalidades.

Los materiales y equipos que forman parte de un sistema de distribución de gas natural deben cumplir con lo siguiente:

6.1.1 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;

6.1.2 Ser compatibles químicamente con el gas que conduzcan y con cualquier otro material de la red de distribución con que tengan contacto, y

6.1.3 Ser diseñados, instalados y operados de acuerdo con las especificaciones contenidas en esta Norma.

7. Construcción de la red de distribución

7.1 Generalidades

7.1.1 El distribuidor es responsable de aplicar el método adecuado para el tendido de tubería.

7.1.2 Antes de iniciar las obras de construcción de la red, el distribuidor se debe comunicar con la autoridad local competente, con el objeto de obtener el permiso aplicable e información relativa a la localización de otros servicios públicos y anticipar la ruta de las tuberías de gas con el objeto de minimizar la afectación de esos servicios y, en su caso, contactar a las compañías responsables de proveer dichos servicios para disponer de la información de los servicios existentes.

7.1.3 En zanjas a cielo abierto se deberá colocar una cinta de color amarillo con una leyenda de advertencia, a una distancia sobre la tubería enterrada y antes de tapado total de la zanja.

7.1.4 Si durante la excavación para el tendido de la tubería del sistema de distribución se encuentran en el subsuelo derrames de combustibles líquidos, por ejemplo, gasolina, diesel, etc., o concentración de sus vapores, el distribuidor deberá contactar a la unidad local de protección civil antes de continuar con los trabajos de excavación.

7.1.5 Señalización durante la construcción. Al realizar trabajos de construcción, mantenimiento y reparación 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 letreros deben indicar el nombre del distribuidor y/o del constructor y los números telefónicos para atender quejas. El distribuidor debe acordonar el área para prevenir al público en general sobre dichos trabajos.

7.2. Señalización en los sistemas de distribución de tubería enterrada

7.2.1 Los señalamientos informativos, restrictivos y/o preventivos se deben instalar en tuberías que trabajan a más 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; en cambios de dirección mayores a 30 grados; e instalaciones superficiales como válvulas de seccionamiento, trampas de diablo, estaciones de recibo/entrega, regulación, medición y/o compresión.
- 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 contenido mínimo de información en el señalamiento debe ser: El señalamiento debe contener alguna de las siguientes palabras: "Advertencia, cuidado, precaución". Estas palabras deberán tener un alto de 25 por 6 mm de ancho y ser seguido de las frases; "tubería a presión bajo tierra, gas natural"; "no cavar, no golpear, no construir". (Esta frase puede ir en letras o en símbolo). "En caso de emergencia, llamar a: (Nombre del Distribuidor)"; "Teléfonos: Clave lada, teléfono(s) local y/o número libre de cargo" y los señalamientos deberán ir en fondo color amarillo y letras color negro.
- d) Excepciones. 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 distribuidor, teléfono(s) del mismo, y las leyendas gas natural, no cavar. En ambos casos, el distribuidor deberá considerar medidas adicionales en el programa de operación y mantenimiento.

Cuando en la franja de desarrollo existan dos o más ductos propiedad del distribuidor podrá ubicar con un solo señalamiento los ductos existentes.

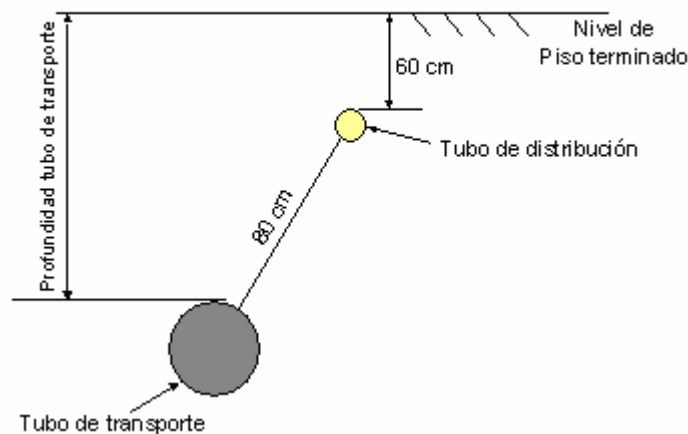
7.3 Separación de tuberías

7.3.1 Paralelismo

7.3.1.1 La separación mínima entre la tubería y cualquier estructura subterránea, debe ser de 30 (treinta) centímetros como mínimo para prevenir daños en ambas estructuras. La línea de distribución se debe colocar respetando la profundidad establecida en la tabla 4 de esta Norma.

7.3.1.2 La separación mínima entre la tubería de distribución y tubería de transporte de gas natural y gas licuado de petróleo, debe conservar un radio mínimo de 80 cm entre dichas tuberías, como se observa en el diagrama siguiente. La línea de distribución se debe colocar respetando la profundidad establecida en la tabla 4 de esta Norma.

Paralelismo entre ductos de transporte y ductos de distribución



7.3.2 Cruces

7.3.2.1 La separación mínima entre la tubería de distribución y cualquier estructura subterránea (servicios o tuberías de transporte de gas natural y gas licuado de petróleo) debe ser de 30 (treinta) cm con respecto a la infraestructura subterránea de que se trate.

7.3.3 Cuando no sea posible aplicar los distanciamientos mencionados en las disposiciones 7.3.1.1, 7.3.1.2 y 7.3.2.1, el Distribuidor deberá tomar las medidas precautorias para proteger y asegurar el acceso a sus tuberías para fines de mantenimiento, para lo cual podrán instalarse conductos, divisiones o protecciones constituidas por materiales de adecuadas características térmicas, dieléctricas y aislante que brinden la protección más viable y segura, de conformidad con las prácticas internacionalmente reconocidas.

7.3.4 Separación de ductos con otras instalaciones

Para paralelismo o cruces, la separación mínima entre un ducto de distribución con cualquier otra estructura, debe tener un radio mínimo de 30 cm entre dichas estructuras, exceptuando las líneas eléctricas, donde la separación debe ser de 1 m. El ducto de distribución se debe colocar respetando la profundidad establecida en el numeral 7.4.1.1 de esta Norma.

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

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

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

7.4. Obra civil

7.4.1 Excavación de zanjas.

7.4.1.1 La excavación de la zanja que aloja la tubería principal de distribución, ramales y acometidas, debe cumplir con los requerimientos de ancho y profundidad para su debida instalación, de acuerdo con el Cuadro 4 siguiente:

CUADRO 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

7.4.1.2 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.

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

7.4.1.4 El distribuidor 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.

7.4.1.5 En caso de suelo rocoso, 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.

7.4.2 Tendido

7.4.2.1 Tubería de polietileno

7.4.2.1.1 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, la tubería se debe revisar antes de bajarla a la zanja para su instalación final.

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.

7.4.2.1.2 La instalación de la tubería de polietileno debe ser enterrada; o bien, protegida con una “camisa” en tramos aéreos o superficiales.

7.4.2.1.3 La tubería de polietileno debe estar protegida de los rayos ultravioleta y daños mecánicos, durante el almacenamiento fijo o temporal.

7.4.2.1.4 Los procedimientos que se deben utilizar para efectuar las uniones de tubos y/o accesorios debe ser por termofusión, electrofusión o medios mecánicos.

7.4.2.1.5 Para uniones por medios mecánicos sólo se permite la unión a compresión con el tubo de polietileno, pudiendo ser el accesorio de tipo roscado.

7.4.2.1.6 Los tubos de polietileno nunca deberán ser roscados.

7.4.2.1.7 Los tubos de polietileno y accesorios no deberán ser expuestos a flama directa.

7.4.2.1.8 Las uniones en tuberías de polietileno deben resistir las fuerzas longitudinales causadas por la contracción de las tuberías o por tensión provocada por cargas externas.

7.4.2.1.9 Cuando se realicen trabajos de fusión en condiciones climatológicas adversas tales como lluvia, tolvanera o tormenta de arena, se deben utilizar cubiertas o medios de protección adecuados.

7.4.2.1.10 En la electrofusión se pueden soldar dos SDR diferentes o dos resinas diferentes.

7.4.2.1.11 En la termofusión no se pueden soldar dos SDR diferentes ni dos resinas diferentes.

7.4.2.1.12 Debe estar disponible una copia de los procedimientos para realizar las uniones en tuberías de polietileno para las personas que las efectúan e inspeccionan.

7.4.2.1.13 El personal que realice uniones en tuberías y conexiones de polietileno debe demostrar su capacidad y experiencia en este campo a través de un certificado otorgado por organismo con capacidad técnica en la materia y que cuente con una acreditación por parte de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

7.4.2.1.14 Calificación. Un técnico soldador de tubería y conexiones de polietileno se debe calificar si:

- a) No ha realizado ninguna unión en los seis meses anteriores;
- b) Tiene tres fallas consecutivas que resulten inaceptables, y
- c) Cuando termine la vigencia de su certificado.

7.4.2.2 Tubería de acero

7.4.2.2.1 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.

7.4.2.2.2 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.

7.4.2.2.3 Al efectuar un doblé en el tubo es necesario observar lo siguiente:

- a) El diámetro exterior del tubo no se debe reducir en cualquier punto más del 2,5% del diámetro nominal;
- b) El doblé no debe perjudicar o limitar la funcionalidad de la tubería;
- c) El cordón longitudinal de la tubería debe estar cerca del eje neutro del doblé;
- d) El radio del doblé del eje de la tubería debe ser igual o mayor a 18 veces el diámetro exterior de la tubería;
- e) La tubería no se debe doblar en un arco mayor de 90° (noventa grados);
- f) El doblé debe presentar un contorno suave y estar libre de arrugas, grietas, o cualquier otro daño, 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.

7.4.2.2.4 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.

7.4.2.2.5 Soldadura. El personal que realice trabajos de soldadura se debe calificar de conformidad con lo establecido en las normas oficiales mexicanas o, en caso de no existir éstas, de acuerdo con la normatividad aplicable.

7.4.2.2.6 Procedimientos. Los procedimientos de aplicación de soldadura se deben realizar de conformidad con lo establecido en las normas oficiales mexicanas o, en caso de no existir éstas, en la normatividad aplicable.

7.4.2.2.7 Requisitos generales para realizar trabajos de soldadura:

- a) Los trabajos de soldadura se deben realizar por un soldador calificado que tenga conocimiento y experiencia en los procedimientos de soldadura de conformidad con la normatividad aplicable. La calificación de los procedimientos de soldadura se debe determinar con pruebas destructivas establecidas en dicha normatividad, y
- b) Cada procedimiento de soldadura se debe registrar con todo detalle en la bitácora de construcción del distribuidor, incluyendo los resultados de las pruebas de calificación del técnico soldador. Dicho registro se debe llevar a cabo y conservar siempre que se utilice cualquiera de los procedimientos seleccionados de soldadura.

7.4.2.2.8 Calificación de técnicos soldadores:

- a) Un técnico soldador se calificará de acuerdo con la normatividad aplicable;
- b) Un técnico soldador se podrá calificar para realizar soldaduras en tubos que van a operar a una presión que produce un esfuerzo tangencial menor al 20% de la RMC, si realiza una prueba de soldadura y ésta es aceptable de acuerdo con el procedimiento de soldadura seleccionado, de conformidad con lo establecido en la normatividad aplicable. Un técnico soldador que realice soldaduras en conexiones de tuberías de servicio a tuberías principales debe realizar una prueba de soldadura como parte de la prueba de calificación. El resultado de la prueba de soldadura debe ser aprobado por personal calificado de la compañía distribuidora, y
- c) La calificación de los soldadores debe ser avalada por personal competente que tenga los conocimientos y experiencia adecuados para realizar y calificar dichos trabajos de soldadura. Después de la calificación inicial, un técnico soldador no podrá realizar soldaduras a menos que:
 - i) Se haya recalificado, por lo menos una vez cada año, o
 - ii) Que dentro de los siete y medio meses anteriores, pero por lo menos dos veces al año, haya realizado:
 - 1. Trabajos de soldadura que hayan sido probados y encontrados aceptables de acuerdo con las pruebas de calificación, o
 - 2. Para los soldadores que solamente trabajan en tuberías de servicio de 50 mm de diámetro o menores, se les hayan evaluado dos muestras de soldaduras, encontrándolas aceptables de acuerdo a las prácticas comunes en la industria y a la normatividad aplicable.

7.4.2.2.9 Restricciones a las actividades de los soldadores:

- a) Ningún técnico soldador debe realizar soldaduras relativas a un procedimiento preestablecido a menos que, dentro de los 6 meses anteriores, haya realizado soldaduras que hubieran requerido la aplicación de dicho procedimiento, y

- b) Un técnico soldador que haya sido calificado no puede prestar los servicios correspondientes a menos que dentro de los 6 meses anteriores haya pasado una prueba de soldadura de conformidad con la normatividad aplicable.

7.4.2.2.10 Protección contra corrosión en tuberías de acero.

7.4.2.2.10.1 Para el control de la corrosión externa en sistemas de tuberías de acero que estén enterradas, sumergidas, o expuestas a la intemperie, se debe cumplir con lo establecido en el Apéndice II de esta norma.

7.4.2.2.10.2 El recubrimiento aplicado para evitar la corrosión externa debe cumplir con lo establecido en el Capítulo 3 del Apéndice II de esta norma.

7.4.2.2.10.3 El distribuidor debe elaborar planos en los que se indique el tipo de elementos utilizados en la protección catódica.

7.4.2.3 Tubería de cobre.

7.4.2.3.1 La tubería de cobre se puede instalar enterrada o arriba de la superficie del suelo. No se debe utilizar tubería de cobre cuando exista riesgo de daño mecánico en el lugar donde se va a instalar.

7.4.2.3.2 Las uniones de tubería de cobre rígido cuya presión de operación sea igual o mayor a 410 kPa deben ser enchufadas y 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.

7.4.2.3.3 Las uniones de tubería de cobre rígido cuya presión de operación sea menor a 410 kPa deben ser enchufadas y 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.

7.4.2.3.4 El personal que realice uniones en tuberías de cobre debe demostrar su capacidad y experiencia en ese campo en conformidad con prácticas internacionalmente reconocidas.

7.4.2.3.5 No están permitidas las uniones a tope ni roscadas.

7.4.2.3.6 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.

7.4.2.3.7 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.

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

7.5 Relleno y reposición de piso terminado

7.5.1 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 reparado tenga la misma apariencia y propiedades que tenía el piso original.

8. Instalaciones

8.1 Estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición.

8.1.1 La capacidad de las estaciones se debe determinar con base a la demanda máxima de flujo y en las condiciones de presión de entrada y salida del sistema.

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

- a) En lugares abiertos en ambiente no corrosivo y protegidas contra daños causados por agentes externos, por ejemplo, impactos de vehículos y objetos, derrumbes, inundación, tránsito de personas o en registros subterráneos que cumplan con los requisitos de la disposición 8.2 de esta Norma.

- b) A una distancia mayor de tres metros de cualquier fuente de ignición, en caso de no cumplir se deberá de colocar una protección.
- c) 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 y espacio suficiente para el mantenimiento de la estación.
- d) Ser accesible directamente desde la vía pública con objeto de que el distribuidor pueda realizar sus tareas de operación y mantenimiento. En todo caso, el distribuidor podrá pactar con el usuario la forma de acceso.

8.1.3 No está permitido instalar estaciones en los lugares siguientes:

- a) Bajo líneas de transmisión o transformadores de energía eléctrica. Como mínimo deben estar a una distancia de tres metros de la vertical de dichas líneas; si esta distancia no se puede cumplir se debe proteger la estación.
- b) En lugares donde el gas pueda migrar al interior de edificios, por ejemplo: bajo alguna ventana de planta baja o tomas de aire de ventilación o acondicionamiento de aire o en cubos de luz, de escaleras, de servicios de los edificios. Como mínimo deben estar a una distancia de un metro al lado de puertas y ventanas.
- c) En lugares cubiertos o confinados junto con otras instalaciones.

8.1.4 Las estaciones deben estar compuestas al menos por una línea de regulación y pueden tener una línea de desvío. Estas líneas deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a) La línea de regulación debe contar con el regulador de presión y válvulas a la entrada y a la salida para aislar dicha línea.
- b) Si la presión de operación de entrada a la línea de regulación es menor o igual a 689 kPa, dicha línea debe tener un elemento de seguridad por sobrepresión.
- c) Si la presión de operación de entrada de la línea de regulación es mayor de 689 kPa, el distribuidor es responsable de determinar los elementos de protección contra sobrepresión y baja presión de dicha línea; estos elementos pueden ser uno o más, entre otros, válvulas de corte automático, válvulas de alivio o regulador monitor.
- d) La línea de desvío debe contar al menos con una válvula de bloqueo o de regulación manual.

8.1.5 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) Tener válvulas con asientos que estén diseñados para no obstaculizar la operación del dispositivo.
- d) Contar con una tubería de salida con un diámetro no menor al diámetro de salida del dispositivo de desfogue, y de altura adecuada para conducir el gas a una zona segura para su dispersión en la atmósfera. 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.

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

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

8.1.8 El aislamiento de los elementos metálicos de las estaciones, debe cumplir con lo establecido en la disposición 3.4 del Apéndice II de esta Norma, "Control de la corrosión externa en tuberías enterradas".

8.1.9 Las tuberías de las estaciones deben de someterse a una prueba de hermeticidad, según se indica en la disposición 11.5.5 de esta Norma, antes de entrar en operación.

8.1.10 Las estaciones deben tener colocado en un lugar visible, un letrero que indique el tipo de gas que maneja, el nombre de la compañía distribuidora, el número telefónico de emergencia y la identificación de la estación.

8.2 Registros.

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

8.2.3 Se pueden instalar válvulas alojadas en registros las cuales se accionan desde el exterior o en el interior del mismo.

8.2.4 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.

8.2.5 Los registros se deben localizar en puntos de fácil acceso, y deben ser para uso exclusivo del servicio de gas.

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

8.2.7 Los registros con un volumen interno mayor a seis metros cúbicos deben contar con ventilación que evite la formación de atmósferas explosivas en su interior. La ventilación para que los gases descargados se disipen rápidamente debe ser instalada en sitios donde no pueda dañarse.

8.2.8 Los ductos de ventilación se deben instalar en sitios seguros para evitar ser dañados con el fin de que los gases descargados se dispersen rápidamente. El distribuidor debe mantener funcionando el sistema de ventilación.

8.2.9 Los registros deben contar con drenaje propio, éste puede ser un pozo de absorción o cárcamo. Así mismo, no deben estar conectados a la red de drenaje público.

8.2.10 Cada registro de válvulas desactivado se debe llenar con un material compacto adecuado, por ejemplo, arena, tierra fina, entre otros.

8.3 Válvulas de seccionamiento y control

8.3.1 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. El distribuidor debe determinar estratégicamente el espaciamiento de las válvulas con el objeto de controlar las diversas áreas del sistema y se deben localizar en lugares de fácil acceso que permitan su mantenimiento y operación en caso de emergencia.

8.3.2 El distribuidor debe elaborar planos que indiquen la ubicación de las válvulas de seccionamiento en la tubería principal de distribución y ramales de cada uno de los sectores que conforman el sistema de distribución. Estos planos se deben actualizar conforme a los cambios realizados al sistema y estar disponibles para su consulta e inspección por parte de la Comisión.

8.3.3 La instalación de válvulas es obligatoria en los casos siguientes:

- a) Cuando exista una línea de puenteo;
- b) Antes de una estación de regulación o de regulación y medición, cuya presión de suministro sea mayor de 689 kPa, y ésta debe estar a una distancia fácilmente accesible que permita su operación segura para aislar dicha estación en caso de una emergencia.
- c) Cuando se instalen manómetros.

8.4 Medidores

8.4.1 Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios deben cumplir las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable.

8.4.2 Los medidores deben colocarse en lugares con ventilación adecuada para evitar que se acumule gas en caso de fuga y de fácil acceso para atención de emergencia, revisión, lectura, reemplazo y mantenimiento.

8.4.3 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.

8.4.4 Se debe instalar una válvula de corte de servicio en la entrada de gas de cada medidor.

8.4.5 Se deben realizar pruebas de hermeticidad de las conexiones del medidor a la presión de operación con jabonadura.

8.4.6 Los medidores que se instalen en líneas que operen a una presión mayor de 410 kPa, se deben proteger con una válvula de seguridad o por cualquier otro medio que evite una presión mayor a la presión de operación del medidor. Para tal efecto se puede utilizar un regulador con válvula de seguridad integrada.

8.4.7 Los medidores pueden ser soportados por la tubería siempre y cuando éstas se encuentren sujetas con abrazaderas a la pared de una estructura.

8.4.8 Cuando existan varios medidores en un espacio reducido cada uno se debe identificar con el usuario correspondiente.

8.5 Rectificadores.

Se deberá observar lo establecido en el Apéndice II de esta Norma.

8.6 Odorización.

El equipo del sistema de odorización deberá observar lo establecido en el Apéndice I Odorización del gas Natural de esta Norma.

9. Tomas de servicio

9.1 Las tomas de servicio se deberán instalar de acuerdo con lo establecido en el cuadro 4, y en caso de no ser posible, se deben proteger mediante una camisa resistente a las cargas externas previstas.

9.2 Sólo se permite la instalación de tomas de servicio que pasen por debajo de un inmueble si el ducto va encamisado y con venteo.

9.3 La salida de la toma de servicio debe quedar en un lugar determinado por el distribuidor de manera que los equipos de medición, regulación y corte sean accesibles para el distribuidor.

9.4 Cuando una toma de servicio no quede conectada a la instalación de aprovechamiento y cuente con una válvula de exceso de flujo, se debe colocar en su extremo una válvula de acometida o un tapón hermético que no dañe la tubería al colocarlo ni al quitarlo.

9.5 Cuando no exista una válvula de exceso de flujo se debe colocar una válvula de acometida con un tapón hermético.

9.6 Las tomas de servicio de acero se deben proteger de la corrosión de acuerdo con el numeral 7.4.2.2.10 de esta Norma.

9.7 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 cortante causado por asentamiento del suelo.
- 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.

9.8 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.
- 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 flambeo o flexión. El máximo espaciamiento entre soportes debe ser de acuerdo al Cuadro 5 siguiente.

CUADRO 5

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

10. Inspección

10.1 Se debe realizar una inspección visual durante el desarrollo de los trabajos en todos los frentes de acuerdo a los procedimientos y a la normatividad existente. Esta inspección la debe realizar el personal calificado del distribuidor.

11. Pruebas

11.1 Las pruebas no destructivas para comprobar la integridad de una soldadura en tubería de acero se deben realizar por métodos radiográficos, que muestren los defectos que puedan afectar dicha integridad.

11.2 En casos especiales se podrán utilizar otros métodos no destructivos tales como: partículas magnéticas, ultrasonido y líquidos penetrantes.

11.3 Cuando se requieran pruebas no destructivas de las uniones soldadas, el distribuidor deberá seleccionar aleatoriamente, 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%;
- e) En cruces con ferrocarriles, carreteras, cuerpos de agua e instalaciones superficiales el 100%, y

11.4 Una soldadura se aprueba cuando ha sido inspeccionada visualmente y probada de manera no destructiva, por personal calificado, de acuerdo al punto anterior y a la normatividad aplicable.

11.5 Prueba de hermeticidad

11.5.1 Generalidades

- a) Todo ducto que conduzca gas debe someterse a una prueba de hermeticidad antes de ser puesta en servicio, incluyendo ampliaciones, reemplazos, reparaciones y modificaciones.

- b) 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 podrá probar previa autorización del distribuidor con gas natural a la presión de operación con la unión descubierta y mediante la aplicación de jabonadura y/o detectores de gas en la misma, y
- c) El número de los ensayos no destructivos en tubería de acero serán de acuerdo a lo establecido en la disposición 11.3 de esta Norma.

11.5.2 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 representante del Distribuidor, el representante de la constructora y la Unidad de Verificación, indicando, el fluido de prueba, la presión de la prueba, la escala de la gráfica cuando se utilice, hora y fecha en que se realizó la prueba, así como la identificación mediante plano o esquema del tramo de línea y material o sistema de distribución probado.

11.5.3 Los equipos utilizados para determinar la variación de la presión y temperatura deben tener un certificado de calibración vigente para la prueba.

11.5.4 Al término de la prueba no debe existir cambio en la presión, por lo que se considera que la instalación es hermética. La variación de presión admisible es la atribuible a una variación en temperatura o presión atmosférica la cual deberá demostrarse mediante el cálculo matemático correspondiente. En caso contrario, el sistema se debe revisar hasta eliminar las fugas repitiendo la prueba hasta lograr la hermeticidad del mismo.

11.5.5 La prueba de hermeticidad de las tuberías de estaciones de regulación y de regulación y medición se harán de conformidad con la disposición 11.5.7.1. Una vez que se conecten los instrumentos de control y medición, se deberá hacer una prueba de hermeticidad del conjunto a la presión de operación para la detección de fugas por medio de jabonadura a las uniones bridadas o roscadas y eliminación de las mismas, antes de que ésta entre en operación.

11.5.6 Los resultados de las pruebas de hermeticidad deben estar disponibles a la Unidad de Verificación.

11.5.7 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.

11.6 La prueba de hermeticidad debe realizarse sólo con agua, aire o gas inerte. Para realizar la prueba de hermeticidad con gas debe contarse con la autorización del Distribuidor.

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

11.8 Para ductos de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o más de la RMC 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 MPOP;
- b) Para ductos ubicados en clases de localización 3 se deben probar neumática o hidrostáticamente a 1.5 veces la MPOP,
- c) Para ductos ubicados en clases de localización 4 se deben probar neumática o hidrostáticamente a 1.5 veces la MPOP,
- d) Si la prueba es hidrostática, la presión debe mantenerse como mínimo 8 horas y si es neumática debe mantenerse 24 horas como mínimo.

11.9 Para ductos de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales menores al 30% (treinta por ciento) la RMC se debe considerar lo siguiente:

- a) Se deben probar neumática o hidrostáticamente a una presión que produzca un esfuerzo tangencial del 30% con respecto de la RMC, pero nunca inferior a 689 kPa.
- b) La presión se debe mantener como mínimo 8 horas.

11.10 Para ductos de CSST, polietileno, PE-AL-PE, CPVC-AL-CPVC o de cobre, se deben probar neumática o hidrostáticamente a una presión máxima de 689 kPa, manteniendo esta presión por 1 hora como mínimo.

11.11 Todas las uniones o empates entre ductos o redes en operación que ya 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.

11.12 Todas las acometidas deberán someterse a una prueba de hermeticidad considerando 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 1.1 veces la presión de operación y mantener la presión como mínimo 1 hora.
- c) Para acometidas en otros materiales y operadas a más de 410 kPa, se deben probar a una presión máxima de 689 kPa y mantener la presión como mínimo 15 minutos.
- d) Para acometidas en otros materiales y operadas a 410 kPa o menos, se deben probar a una presión máxima de 689 kPa y mantener la presión como mínimo 15 min.

12. Puesta en servicio.

Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o de cualquier ampliación, reemplazo, extensión o modificación del sistema, se deberá:

- a) Contar al menos con el Acta Circunstanciada sin No Conformidades del sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de la sección correspondiente, emitida por una Unidad de Verificación, considerando lo establecido en los capítulos 5 al 11 de esta Norma, e
- b) Integrar el dictamen resultante, como parte de la verificación anual de la disposición 12.1

12.1 Verificación anual. El permisionario debe presentar anualmente ante la Comisión un dictamen de una Unidad de Verificación que compruebe el cumplimiento de esta norma en lo relativo a la operación, mantenimiento y seguridad. Asimismo debe integrar los dictámenes de las ampliaciones, extensiones, o modificaciones del sistema de acuerdo con lo establecido en el capítulo 12.

13. Mantenimiento del sistema de distribución

13.1 El distribuidor debe contar con un manual de procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de distribución en el que se describan, detalladamente, los procedimientos que se llevan a cabo en el sistema,

El manual debe contener, como mínimo, lo siguiente:

a) Los procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de distribución durante la operación normal, puesta en operación y paro. Dichos procedimientos deben incluir los relativos a las reparaciones del equipamiento de la red (estaciones, instrumentación, entre otros), identificación de las instalaciones de mayor riesgo para la seguridad pública y la periodicidad de las inspecciones.

13.3 Programa de Operación y Mantenimiento

Programa de mantenimiento preventivo elaborado en base al manual de métodos y procedimientos que incluya entre otros: programa de inspecciones periódicas para asegurar que el sistema de distribución cumple con las especificaciones de diseño, programa de mantenimiento del sistema de protección catódica, programa de suspensión de operación por trabajos de mantenimiento, programa de capacitación al personal que ejecuta las actividades de operación y mantenimiento, que incluya los resultados de las pruebas e inspecciones realizadas al sistema de distribución.

13.4 Calidad del gas.

El gas que el distribuidor entregue a los usuarios debe cumplir con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, o la norma que la sustituya. El distribuidor deberá comprobar el cumplimiento de dicha NOM mediante el dictamen elaborado y emitido por una Unidad de Verificación acreditada y aprobada para verificarla.

13.5 Odorización.

El distribuidor es responsable de la odorización del gas y el monitoreo, éstos se deben realizar de acuerdo con el Apéndice I, Odorización del gas natural y gas licuado de petróleo de esta Norma.

13.6 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 clientes y supervisión del sistema de distribución.

13.7 Prevención de accidentes.

13.7.1 Si se determina mediante inspección que un tramo de tubería no se encuentra en condiciones satisfactorias, pero no existe peligro inmediato el distribuidor debe iniciar un programa para reacondicionamiento o reemplazo del tramo.

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

- a) 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;
- b) Antes de proceder a cortar o soldar la tubería de gas, se deben suspender el suministro, purgar dichas tuberías y detectar que no hay presencia de gas con un detector de gas combustible, o contar con el procedimiento adecuado para realizar dicha actividad sin interrumpir el suministro de gas.
- c) 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;
- d) La iluminación artificial se debe producir con lámparas, estas y sus interruptores deben ser a prueba de explosión;
- e) Se debe tener en el sitio de trabajo personal de seguridad y extintores de incendio;
- f) Se deben evitar las concentraciones de gas en recintos confinados;
- g) Establecer ventilación inmediata en lugares donde se haya acumulado el gas, y
- h) Se debe utilizar equipo, herramienta y utilería de seguridad antichispa.

13.8 Interrupción de trabajos de mantenimiento.

En caso de que un trabajo de mantenimiento en el sistema de distribución se requiera suspender el servicio, el sistema se debe dejar en condiciones seguras para su operación y aplicar las medidas establecidas en el manual de operación y mantenimiento.

13.9 Servicio de emergencia.

El distribuidor debe proporcionar 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, accesorios, y personal capacitado para atender cualquier emergencia en el sistema para controlar las fugas de manera eficiente.

13.10 Mantenimiento de reguladores.

El distribuidor debe elaborar y ejecutar un programa de inspección y reparación de reguladores para garantizar su operación segura e ininterrumpida. La capacidad, la presión de operación y el número de usuarios, son los parámetros mínimos para determinar la frecuencia de las revisiones y el grado de mantenimiento requerido.

13.11 Mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición.

Las estaciones se deben someter a un programa anual de inspección, mantenimiento y pruebas que cubra los dispositivos de seguridad de acuerdo a los métodos y procedimientos del distribuidor. La capacidad, el tamaño de la estación, la presión de operación y el número de usuarios, son los parámetros mínimos para determinar la frecuencia de las revisiones y el grado de mantenimiento requerido.

13.12 Mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento.

Los registros que contengan válvulas de seccionamiento se deben inspeccionar y mantener de acuerdo al programa de mantenimiento establecido por el distribuidor. Los requerimientos mínimos para establecer el programa son: número de usuarios conectados, área de influencia, análisis de riesgo, etc.

Las válvulas se deben lubricar y proteger con un recubrimiento anticorrosivo de acuerdo con el capítulo 3 del Apéndice II de esta Norma.

13.13 Desactivación de tuberías.

El distribuidor debe elaborar un procedimiento para desactivar las tuberías que considere como mínimo lo siguiente:

- a) Cada tubería desactivada se debe desconectar de la fuente de suministro de gas y purgarse;
- b) Si se utiliza aire para el purgado, el distribuidor se debe asegurar que no exista una mezcla combustible después del purgado;
- c) La tubería se debe obturar utilizando bridas ciegas o tapones;
- d) El distribuidor debe mantener un registro de las tuberías desactivadas;
- e) La tubería que vaya a ser reactivada se debe probar con el propósito de demostrar su integridad para el servicio que se requiera; en este caso, las tuberías de acero se deben haber mantenido protegidas contra la corrosión, y
- f) Cada registro de válvulas desactivado se debe llenar con un material compacto adecuado por ejemplo: Arena, tierra fina, entre otros.

13.14 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 permisible (MPOP) a las nuevas condiciones y las tuberías que sea necesario reclasificar.

13.14.1 Requisitos generales.

13.14.2.1 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 deberá documentar el procedimiento llevado a cabo para determinar la MPOP;
- e) Al establecer una nueva MPOP, 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;

13.14.2.2 Cuando por medio de la evaluación técnica se determine que el espesor de pared de la tubería no es el adecuado por el cambio de clasificación de zona urbana, la tubería se debe reemplazar a la brevedad posible, o evaluarse técnicamente para determinar su MPOP. El nuevo espesor de pared de la tubería se debe calcular de acuerdo a lo establecido en la disposición 5.1.1.

14. Plan de protección civil

El distribuidor deberá contar con un Plan de Protección Civil en el cual se establezcan las acciones de prevención, auxilio y recuperación destinadas a salvaguardar la integridad física de la población y sus bienes, y proteger el sistema de distribución ante la ocurrencia de una emergencia. El Plan de protección civil consta de lo siguiente:

- a)** Programa de prevención de accidentes (PPA) donde establezca las medidas para evitar y/o mitigar el impacto destructivo de una emergencia o desastre destinadas a rescatar y salvaguardar a la población que se encuentre en peligro en caso de un siniestro y mantener en funcionamiento de los servicios y equipo estratégico. El Programa para la Prevención de Accidentes debe estar de conformidad con lo establecido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- b)** Programa de auxilio donde se establezcan las acciones y procedimientos para salvaguardar a la población.
- c)** Programa de recuperación donde establezca las acciones y procedimientos para la restitución, modificación o reemplazo de las zonas y sistemas afectados, y la restauración del servicio en el menor tiempo posible.

14.1 El distribuidor debe ser miembro de los Comités Locales de Ayuda Mutua o Comités Locales de Protección Civil a que se refiere el numeral VII.1 de la Guía para presentar el Programa de Prevención de Accidentes emitida por la SEMARNAT. Para la elaboración, implementación y operación del Programa de Protección Civil, el distribuidor deberá instalar una unidad interna de protección civil, en la que se designará a un titular y a un suplente responsables del programa.

14.1.1 Programa de prevención. Este Subprograma tiene como objeto establecer las medidas para evitar y/o mitigar el impacto destructivo de una emergencia o desastre sobre la población, sus bienes y el medio ambiente.

Para su elaboración, el distribuidor debe:

- a)** Realizar un análisis de riesgo y vulnerabilidad en el que se identifiquen los riesgos a que está expuesto el sistema de distribución y la vulnerabilidad en la vecindad de su derecho de vía (plano del derecho de vía del ducto, con escenarios de riesgo y vulnerabilidad); y mantener actualizados los planos de localización de las válvulas de seccionamiento, de las estaciones de regulación y de los demás componentes del sistema;
- b)** Tener directorios del personal integrante de la unidad interna de protección civil y de las organizaciones de respuesta a emergencias;
- c)** Contar con inventarios de recursos humanos y materiales para uso interno en situaciones de emergencias o desastre;
- d)** Establecer un procedimiento de comunicación de la emergencia con autoridades locales de protección civil, población afectable y medios de comunicación;
- e)** Seguir un programa de mantenimiento y pruebas 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;

El programa de mantenimiento debe incluir:

- i)** El mantenimiento preventivo del sistema;
- ii)** La protección catódica de las tuberías metálicas;
- iii)** La detección de fugas mediante la revisión sistemática y documentada del sistema;
- iv)** El sistema de administración de la integridad del sistema de distribución, y la
- v)** Inspección rutinaria del mismo.

- f) 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;
- g) Contar con equipo de seguridad y equipo de protección personal con base en una estimación del tipo de riesgo y vulnerabilidad del sistema;
- h) Contar con un programa anual de capacitación de carácter teórico-práctico, dirigido al personal responsable de la operación y seguridad del sistema;
- i) Realizar acciones de difusión y concientización, a través de folletos y anuncios sobre seguridad en el uso y manejo del gas natural, cuyo objeto sea que el personal que labora en el sistema de distribución tenga una cultura de Protección Civil, y
- j) Para poner a prueba la eficacia del programa de protección civil y corregir deficiencias, se realizarán ejercicios y simulacros, los cuales deberán ser planeados con base en los escenarios de riesgo y vulnerabilidad a los que está expuesto el sistema de distribución. Dichas actividades deben consistir en ejercicios de gabinete o simulacros en campo, realizados por lo menos dos veces al año, donde participen, tanto personal interno, como de las organizaciones de respuesta, considerando a las autoridades locales de protección civil.

14.2 Programa de auxilio.

14.2.1 Este Subprograma tiene como objeto establecer las actividades destinadas a rescatar y salvaguardar a la población que se encuentre en peligro en caso de un siniestro y mantener en funcionamiento los servicios y equipo estratégico. El instrumento operativo de este subprograma es el Plan de Emergencia.

Para su elaboración, el distribuidor debe:

- a) Establecer un Sistema de Alerta interno utilizando equipo de comunicación, teléfonos o cualquier otro medio que determine;
- b) Definir un Plan de Emergencia con actividades y procedimientos específicos de actuación para hacer frente a una emergencia o desastre. El objetivo fundamental de este plan es la puesta en marcha y la coordinación del operativo de emergencia en función del siniestro, los recursos disponibles y los riesgos previsibles. El plan debe considerar:
 - i) Un responsable y un suplente de la operación del plan;
 - ii) Establecimiento de un puesto de mando identificado e intercomunicado para emergencias;
 - iii) Procedimientos de comunicación de la emergencia y alerta entre el distribuidor y autoridades locales y de protección civil, población afectable y medios de difusión;
 - iv) Relación de funciones y responsabilidades de los organismos involucrados;
 - v) Determinación de zonas de emergencia y reglas de actuación en cada una de ellas;
 - vi) Los procedimientos específicos contra fugas, derrames, incendios, explosiones, evacuación, búsqueda y rescate, primeros auxilios y para declarar el fin de la emergencia o desastre;
 - vii) Las reglas generales para el combate de incendios.
- d) Tener previstos mecanismos y parámetros para la evaluación de daños, a fin de determinar la dimensión de un siniestro y la cuantificación de daños humanos y materiales que dicho siniestro pueda causar; así como para estimar la posibilidad de que ocurran eventos secundarios o encadenados, con el objeto de solicitar oportunamente la colaboración de los cuerpos de emergencia adicionales y de apoyo técnico especializado.

14.2.2 En caso de emergencia, se deberá dar aviso a la Comisión en un plazo no mayor a 24 horas.

14.3 Programa de recuperación.

14.3.1 Este Subprograma tiene como objeto restablecer, en el menor tiempo posible, el área y sistemas de distribución afectados por una emergencia o desastre. Constituye un momento de transición entre la emergencia o desastre y un estado nuevo. El instrumento operativo de este subprograma debe incluir, como mínimo, lo siguiente:

Para su elaboración, el distribuidor debe:

- a) Establecer de manera conjunta con las autoridades correspondientes, un programa de vuelta a la normalidad, precisando los procedimientos para la restitución, modificación o reemplazo de las zonas y sistemas afectados, y
- b) Restaurar el servicio a los usuarios una vez reparadas las áreas afectadas.

15. Distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos

15.1 Se entiende por sistema de distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos, al conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para recibir, conducir y entregar, en estado gaseoso, gas licuado de petróleo (gas LP) dentro de una zona, desde el sistema de almacenamiento del mismo hasta el medidor de los usuarios, siendo éste el punto final de conexión del sistema del distribuidor con las instalaciones para el aprovechamiento.

15.2 Esta Norma es aplicable en su totalidad a los sistemas de distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos.

16. Bibliografía

16.1 NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida.

16.2 American Gas Association (AGA).

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

16.3 American Petroleum Institute (API).

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

16.3.2 API 5L-2000, Specification for line pipe.

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

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

16.3.5 API 6D-1994, Specification for pipe lines valves.

16.4 American Society of Mechanical Engineers (ASME).

16.4.1 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.

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

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

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

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

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

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

16.4.8 ASME B 16.25-1997, Buttwelding ends.

16.4.9 ASME B 16.33-1990, Manually operated metallic gas valves for use in gas piping systems up to 125 psig, size ½" - 2".

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

16.4.11 ASME B 16.38-1985/Reaffirmed 1994, Large metallic valves for gas distribution (manually operated NPS 2 ½" to 12", 125 psig max.).

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

16.5 American Society for Testing and Materials (ASTM).

16.5.1 ASTM B 32; Standard specification for solder metal

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

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

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

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

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

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

16.5.8 ASTM A 691-1993, Standard specification for carbon and alloy steel pipe, electric fusion welded for high-pressure service at high temperatures.

16.5.9 ASTM B 813; Standard specification for liquid and paste fluxes for soldering of copper and copper alloy tube.

16.5.10 ASTM B 828; Standard practice for making capillary joints by soldering of copper and copper alloys tube and fittings.

16.5.11 ASTM B 837-1995, Standard specification for seamless copper tube for natural gas and Liquefied Petroleum (LP) gas distribution systems.

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

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

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

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

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

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

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

16.6 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.

16.6.1 CFR 49 DOT 192-2000, Transportation of natural gas by pipeline: Minimum safety standards.

16.7 Manufacturers standardization society of the valve and fittings industry (MSS).

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

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

16.8 National Association of Corrosion Engineers (NACE).

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

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

16.9 SEDIGAS, S.A.

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

16.10 Normas Mexicanas.

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

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

16.10.3 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).

16.10.4 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.

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

16.10.6 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).

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

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

17. Concordancia con normas internacionales

Esta Norma no tiene concordancia con ninguna norma internacional, por razones particulares del país.

18. Vigilancia

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

19. Vigencia

Esta Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los sesenta días naturales posteriores a la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Transitorio. Esta Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, a su entrada en vigor, cancela y sustituye a la NOM-003-SECRE-2005, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

México, D.F., a 27 de marzo de 2013.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro, Rubén F. Flores García, Noé Navarrete González**.- Rúbrica.

APÉNDICE I
ODORIZACIÓN DEL GAS NATURAL Y GAS LICUADO DEL PETRÓLEO
ÍNDICE

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

1. Introducción

La concentración de odorizante en el gas debe ser tal que el gas sea detectado por olfato cuando su concentración en la mezcla con aire sea de 1% en volumen, esto es la quinta parte del Límite Inferior de Explosividad (LIE).

2. Definiciones

Para efectos de aplicación de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Condiciones base: Condiciones bajo las que se mide el gas natural, correspondientes a una presión absoluta de 98 kPa (1 kg/cm²), a una temperatura de 293 K (20°C).

2.2 Gas: Gas natural o gas licuado de petróleo.

2.3 Límite inferior de explosividad (LIE): 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 III de esta Norma.

2.4 Límite superior de explosividad (LSE): 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 III de esta Norma.

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

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

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

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

3. Odorizantes

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

- a) Contar con un grado de pureza que permita alcanzar el nivel de odorización mínimo establecido en el capítulo número 4 de este Apéndice;
- b) Ser compatible con los materiales de fabricación del equipo utilizado para la odorización del gas;
- c) Ser estable física y químicamente para asegurar su presencia como vapor dentro de la corriente de gas;
- d) No ser tóxico ni nocivo para las personas y equipos en la concentración requerida en el capítulo número 4 de este Apéndice;
- e) Ser de fácil combustión dentro del rango recomendado por el fabricante;
- f) Contar con un grado de penetrabilidad que permita detectar las fugas de gas de una tubería enterrada por medio de la mancha que deja en el suelo y así prevenir a la población en el área circundante del peligro;
- g) Tener una solubilidad en agua menor a 2,5% (dos 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.

4. Tipo y cantidad de odorizante a utilizar

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

5. Sistemas de odorización

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

5.2 Los equipos de odorización deben cumplir con lo siguiente:

a) La cantidad de odorizante dosificado debe ser proporcional al volumen de gas, independientemente de las condiciones de presión y temperatura, tanto del ambiente como del gas;

b) Los materiales deben ser resistentes a la corrosión química y atmosférica, y

c) El equipo debe tener la capacidad para manejar un amplio rango de flujos.

5.3 La selección del equipo debe hacerse de acuerdo con el volumen de gas a odorizar.

6. Control del proceso de odorización

6.1 El olor del gas debe monitorearse en puntos determinados de la red de distribución 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.

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

En ambos métodos de control se deben tomar muestras del gas, en puntos diferentes de la red de distribución.

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

7.1 Medidas de seguridad.

a) Para prevenir la combustión accidental de los vapores del odorizante se debe utilizar herramienta a prueba de chispa cuando se trabaje en equipos de odorización, y los trabajadores que laboren en el área no deben utilizar botas de seguridad con casquillo metálico expuesto, y

b) El tanque de almacenamiento, equipo de odorización y sus tuberías deben ser fabricados con materiales resistentes a los componentes de los odorizantes para evitar la corrosión, ejemplo: tuberías de acero al carbón sin costura para las líneas de transporte del odorizante. Los accesorios soldados y las conexiones bridadas se recomiendan para tuberías de diámetros mayores a 25,4 mm.

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

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

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

7.3 Almacenamiento. Los tambores del odorizante deben estar almacenados en lugares cubiertos, secos y bien ventilados.

No deben exponerse a los rayos solares.

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

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

7.4 Seguridad del personal. El personal que ejecute operaciones de odorización debe usar prendas apropiadas que resistan el posible contacto con el odorizante, las cuales deben lavarse después de su utilización.

El equipo mínimo de seguridad adecuado para el personal que está en contacto con el odorizante debe ser el siguiente:

a) Guantes, botas y delantal confeccionados con cloruro de polivinilo;

b) Gafas protectoras de hule especial (recomendadas por el fabricante del producto), y

c) Mascarilla con filtro de absorción para componentes orgánicos.

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

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

2.4 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.

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

2.6 Cátodo: Electrodo de una celda en el que ocurren las reacciones electroquímicas de reducción en un sistema de protección catódica.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.17 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.33 Turbina generadora: Equipo de combustión interna que genera corriente eléctrica directa para proporcionar protección catódica a 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, con la finalidad de tener las tuberías de acero enterradas o sumergidas en buenas condiciones de operación y seguras.

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

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

3.1.2 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:

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

3. La funcionalidad de un sistema de protección catódica se debe monitorear de acuerdo con lo indicado en las disposiciones 3.7 y 3.8 de este Apéndice.

b) Medidas correctivas:

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

- Previsiones convenientes para la operación adecuada y continua del sistema de protección catódica;
- Mejoramiento del recubrimiento anticorrosivo;
- Instalación complementaria de ánodos de sacrificio;
- Utilización de fuentes de corriente impresa;
- Delimitación con aislamientos eléctricos, y
- Control de corrientes eléctricas parásitas.

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

La instalación del puenteo eléctrico se debe realizar de acuerdo a lo indicado en la definición del término puenteo eléctrico en la disposición 2.25 de este Apéndice. 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 combustible.

Las juntas aislantes se deben instalar en los lugares siguientes:

- a) En cabezales de pozos;
- b) En el origen de ramales;
- c) En la entrada y salida de la tubería en estaciones de medición 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-TM-0497-1997.

a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada;

b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts, cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras;

Para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar debido a la caída de voltaje originada durante la medición;

c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) en contacto con el electrolito.

Este cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al interrumpir la corriente eléctrica ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura del potencial después del cambio inmediato se debe usar como base de la lectura a partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección durante los cuales se puede realizar dicha medición están en el rango de 0,1 a 3,0 segundos.

3.6 Perfil de potenciales de polarización. Una vez instalado el sistema de protección catódica se debe verificar el nivel de protección a lo largo de la trayectoria de la tubería. Los valores de potencial obtenidos deben cumplir, como mínimo, con alguno de los criterios indicados en la disposición 3.5 de este Apéndice. Con la información anterior se debe elaborar el perfil inicial de potenciales de polarización y mediante su análisis e interpretación se deben realizar los ajustes operacionales a que haya lugar en el sistema seleccionado.

Se deben establecer pruebas de rutina para verificar el comportamiento del sistema de protección catódica, tales como medición y registro de la demanda de corriente eléctrica de protección, resistencia del circuito, condiciones operativas de la fuente de corriente eléctrica directa y perfiles de potenciales de polarización. Lo anterior, con la finalidad de identificar fácilmente los valores de subprotección o sobreprotección en el ducto, así como contar con elementos de juicio técnicos para llevar a cabo pruebas y/o estudios adicionales.

El análisis e interpretación de los resultados de las pruebas antes mencionadas se deben efectuar de manera integral para efectos comparativos, con el objeto de determinar la tendencia de los parámetros monitoreados. Esta información se debe integrar en un expediente sobre la funcionalidad del sistema.

3.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible. Este valor se fijará de acuerdo a las características particulares del recubrimiento anticorrosivo existente en la tubería. No debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen problemas colaterales. Como recomendación general, el valor máximo de potencial no deberá exceder de -2,5 volts en condición de encendido con respecto de un electrodo de referencia o, -1,1 volts en la condición de apagado instantáneo; ambos potenciales referidos a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), con el electrolito circundante de la tubería a proteger o protegida catódicamente.

Lo anterior, para reducir los efectos adversos tanto en el recubrimiento dieléctrico como en el ducto debido a una sobreprotección originada por el sistema de protección catódica.

3.8 Mediciones de corriente eléctrica. Durante las etapas de implementación, pruebas de campo, construcción, puesta en operación y seguimiento de la efectividad de los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas, se deben realizar estudios que involucren la medición de variables eléctricas tales como: potencial tubo/suelo (natural y de polarización), resistividad, resistencia y corriente. En esta sección del Apéndice se describen los aspectos generales relacionados con la medición de estos parámetros.

3.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo. Para la protección catódica de tuberías metálicas enterradas y/o sumergidas en un electrolito, es necesario conocer la diferencia de potencial adquirida en la interfase tubo/suelo, tanto en ausencia de corriente eléctrica de protección (potenciales naturales o de corrosión), como en la impresión de corriente eléctrica (potenciales de polarización). Para efectuar la medición de esta diferencia de potencial se requiere utilizar una celda o electrodo de referencia. En el caso de tuberías de acero enterradas o sumergidas enterradas, se debe utilizar la celda de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4).

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) se debe tomar en cuenta el potencial equivalente.

Entre los electrodos de referencia más usados encontramos los potenciales equivalentes siguientes:

- a) KCl saturado (calomel) con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0,78 volts.
- b) Plata/cloruro de plata 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 Ω 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 futuras referencias.

Las estaciones deben contar con puntas de prueba, a efecto que faciliten la medición de la corriente eléctrica del sistema de protección catódica en cada uno de los puntos donde se aplique el sistema de protección seleccionado, previendo las conexiones para la medición de la corriente eléctrica drenada por cada ánodo y la total de la cama anódica. Las mediciones se realizarán como mínimo una vez al año.

3.9.2 Interferencias con otros sistemas. Cuando se vaya a instalar un sistema de protección catódica de una tubería nueva se debe notificar a todas las compañías que tengan estructuras metálicas enterradas y/o sumergidas cerca del área en donde se vaya a alojar la tubería por proteger, con la finalidad de predecir cualquier problema de interferencia. La notificación debe contener, como mínimo, la información siguiente:

- a) La trayectoria que sigue el tendido de la tubería;
- b) La indicación de rutas de las tuberías a proteger y de cualquier estructura que se vaya a unir a la tubería para reducir alguna interferencia;
- c) El 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:

- a) Cambios de potencial tubo/suelo;
- b) Cambios de magnitud o dirección de la corriente eléctrica;
- c) Defectos en el recubrimiento, y
- d) Daños locales por corrosión en el ducto.

Para mitigar los efectos mutuos entre las líneas de transmisión eléctrica y las tuberías de acero enterradas, la separación entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de la línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.

Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento de la tubería donde sea necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la 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 aterrizamientos que provocarían una reducción en la efectividad del sistema de protección catódica.

Cuando existan cruzamientos y/o paralelismos con otras tuberías se debe verificar la interacción entre ambos sistemas mediante mediciones de potencial tubo/suelo y establecer las medidas correctivas para minimizar los efectos de la interacción.

3.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo. Debido a que el recubrimiento anticorrosivo de la tubería está expuesto a daños y deterioros por factores tales como: absorción de humedad, esfuerzos del terreno y desprendimiento catódico, se deben realizar investigaciones 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, la entidad encargada del sistema de protección catódica 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 deberá realizar cuando menos una vez al año.

En caso de ocurrir cambios positivos de potencial se debe tomar acción inmediata, particularmente en los puntos de impresión de corriente eléctrica, ya que esto pudiera indicar una polaridad invertida en la fuente externa de corriente eléctrica directa.

3.10.2 Camas anódicas. Los dispositivos anódicos, por lo general, son instalados en forma permanente y no requieren de mantenimiento. Estos dispositivos deben ser revisados y reemplazados cuando se presente una falla o concluya la vida útil. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si la cama anódica está funcionando correctamente. Cuando se requiera, los ánodos de la cama anódica se deben humectar con la adición de agua limpia.

3.10.3 Conexiones eléctricas. Todas las conexiones eléctricas e interruptores de corriente eléctrica se deben revisar como mínimo una vez al año y, en caso de existir alguna anomalía, se debe eliminar o corregir.

3.10.4 Aislamientos eléctricos. Los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben verificar cuando menos una vez al año y reemplazar en caso de falla.

3.10.5 Recubrimientos. Se deben realizar inspecciones cuando menos cada seis meses del recubrimiento dieléctrico en todos los tramos de las tuberías que se encuentren en la superficie y en áreas expuestas. Cuando el recubrimiento se encuentre deteriorado se debe reemplazar o reparar.

3.10.6 Levantamiento de potenciales. Se deben efectuar mediciones de potenciales tubo/suelo a lo largo de la trayectoria de la tubería, a intervalos máximos de seis meses para zonas a campo traviesa y cada tres meses en zonas urbanas. Esta periodicidad puede ser modificada para condiciones particulares del sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y que se requiera evaluar la efectividad de las medidas correctivas mencionadas en 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 deberá dar por escrito las instrucciones de trabajo al personal que realice los trabajos referentes a la protección catódica en donde se indiquen las labores encomendadas, los implementos y equipos de seguridad aplicables así como el equipo y herramientas idóneas para el desempeño de las funciones.

Cuando se requiera realizar una revisión o reparación en el sistema de protección catódica que involucre un riesgo, el encargado de la protección catódica debe expedir la autorización para la realización del trabajo respectivo.

3.11.1 Medidas generales. Las medidas de seguridad aplicables al equipo, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica, deben considerar que se tiene la posibilidad de descargas eléctricas, cortocircuito, producción de chispas debidas a arcos eléctricos que puedan originar riesgos de incendio, toxicidad debida a la generación de cloro en camas anódicas, voltajes y corrientes eléctricas inducidas por líneas de transmisión eléctrica o sistemas de tierra localizados en las proximidades de los ductos protegidos catódicamente, así como a condiciones meteorológicas, por lo que se deberán tomar las medidas de seguridad siguientes:

a) Cuando se instalen dispositivos de aislamiento eléctrico en áreas donde se anticipe una atmósfera combustible, se debe evitar la formación de arco eléctrico conectando a tierra las instalaciones;

b) Los rectificadores utilizados en los sistemas de protección catódica deben ser de doble devanado y conectados a tierra;

c) Las terminales energizadas deben estar aisladas para prevenir un contacto accidental por parte del personal operativo, y

d) Para reducir el riesgo de daño a las personas por el gradiente de voltaje en la superficie del suelo circundante de las camas anódicas, se deben tomar las precauciones siguientes:

1. Enterrar, a 90 centímetros como mínimo, los ánodos y el material de relleno que constituyen la cama anódica, y

2. Aislar totalmente y proteger de daños mecánicos los cables eléctricos de interconexión.

Cuando exista la posibilidad de que se desarrollen voltajes inducidos que pudieran causar un arco eléctrico en las juntas de aislamiento, se deben utilizar celdas electrolíticas de puesta a tierra, celdas de polarización u otros dispositivos adecuados para canalizar la energía a tierra.

3.11.2 Generación de gases peligrosos. En sistemas de protección catódica en los que se instalen ánodos en pozo profundo se deben incluir venteos para evitar la acumulación de gases de hidrógeno y cloro producto del desprendimiento, debido a que pueden ser una condición de riesgo de explosión o intoxicación.

3.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas. La naturaleza eléctrica de los sistemas de protección catódica representa el riesgo de una fuente de ignición en atmósferas peligrosas (combustibles y/o explosivos), por lo que su instalación en esas áreas debe satisfacer la clasificación eléctrica de áreas conforme a la NOM-001-SEMP-1994.

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

a) Conexiones de resistencia colocadas en gabinetes a prueba de fuego;

b) Arrestador de flama encapsulado;

c) 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, con base en la NOM-001-SEMP-1994. En el área de proceso se deben utilizar interruptores de doble polo para asegurar que ambos polos estén aislados durante el mantenimiento. Cada cable que transporte corriente eléctrica de protección catódica se debe instalar de manera que no se pueda realizar la desconexión dentro del área de riesgo sin suspender la energía al sistema de protección catódica. Los cables deben estar protegidos mecánicamente para prevenir su ruptura.

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

3.11.5 Señalización de instalaciones energizadas. En los lugares donde se instalen fuentes de corriente eléctrica para la protección catódica se deben colocar señalamientos de advertencia visibles de acuerdo a la NOM-001-SEMP-1994.

3.12 Documentación.

3.12.1 Historial del sistema de protección catódica. La entidad, órgano o empresa responsable del sistema de protección catódica debe contar con la documentación que respalde todas las acciones realizadas desde la implementación, operación y mantenimiento del sistema. Esta documentación debe estar bajo resguardo y disponible para la autoridad competente que la requiera. La información debe contener como mínimo lo siguiente:

a) Implementación:

- Objetivo del sistema de protección catódica;
- Especificaciones del recubrimiento dieléctrico así como de su instalación;
- Ubicación y especificaciones de dispositivos de aislamiento eléctrico;
- Pruebas previas a la implementación:
 - 1) Localización de la tubería (plano, referencias geográficas, accesos, etc.);
 - 2) Estudios de resistividades del suelo;
 - 3) Resultados de pruebas de requerimiento de corriente eléctrica, ubicación y características de camas anódicas provisionales, condiciones de operación de la fuente de corriente eléctrica directa provisional, resistencia del circuito, perfil de potenciales naturales y de polarización, potencial máximo en el punto de impresión de corriente, y
 - 4) Ubicación de estructuras metálicas ajenas a la tubería a proteger;
- Memoria técnica del sistema de protección catódica (tiempo de vida, criterios, ubicación de camas anódicas, número, dimensiones y tipo de los ánodos utilizados, densidad de corriente eléctrica, resistencia total de circuito, por ciento de área desnuda a proteger, especificación de materiales y equipo, cálculos, recomendaciones, prácticas de ingeniería, normas, códigos, reglamentos y regulaciones observadas durante la implementación);
- Resultados de pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos ajenos al sistema de protección catódica (líneas de alta tensión, sistemas de tierras, estructuras metálicas vecinas protegidas o no catódicamente y dependencias involucradas);

b) Instalación:

- Planos y diagramas del sistema de protección catódica tal y como fue instalado. (Arreglos constructivos de la cama anódica, de la fuente externa de corriente eléctrica directa, conexiones eléctricas cable-ducto, ducto-estación de registro de potencial, puentes eléctricos entre ductos);

- Permisos internos y externos;
- Afectaciones a otras estructuras y/o sistemas de protección catódica a terceros;
- Modificaciones constructivas, adecuaciones, y
- Resultados de las pruebas durante la puesta en operación del sistema de protección catódica y ajustes de campo.

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

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

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

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

3.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica. Se debe registrar la fecha de puesta en servicio del sistema de protección catódica, los levantamientos de potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen interferencias y asegurar que los aislamientos, recubrimientos y encamisados se encuentran funcionando satisfactoriamente.

Los registros del sistema de protección catódica se deben conservar durante el tiempo que las instalaciones permanezcan en servicio.

3.13.2 Modificaciones al sistema original. Todas las modificaciones que se efectúen al sistema de protección catódica original deben registrarse anotando la fecha y modificación realizada, de manera que forme parte de la documentación conforme con lo indicado en las disposiciones 3.13 y 3.13.1 de este Apéndice, anexando memorias y planos de ingeniería en caso de rehabilitaciones mayores como cambio de capacidad del rectificador y cambio de ubicación de la cama anódica, entre otras.

3.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica. Se deben registrar las reparaciones o reemplazos cuando las inspecciones y pruebas periódicas realizadas indiquen que la protección no es efectiva. Dichas pruebas pueden ser, entre otras:

- a) Reparación, reemplazo o ajuste de componentes del sistema de protección catódica;
- b) Aplicación del recubrimiento en las áreas desnudas;
- c) Interferencia de cualquier estructura metálica en contacto con la tubería y su localización;
- d) Reposición de los dispositivos de aislamiento dañados;
- e) Acciones para corregir corto circuitos en tuberías encamisadas, y
- f) Pruebas de interferencia con estructuras cercanas.

3.13.4 Estudios especiales. Se deben registrar todos los resultados obtenidos de investigaciones especiales como son, entre otros: estudios de levantamiento de potenciales a intervalos cortos, inspección del recubrimiento dieléctrico mediante gradiente de voltaje de corriente eléctrica directa, así como cualquier otra investigación referente a la efectividad del sistema de protección catódica. Esta información debe formar parte del historial de la protección catódica del ducto.

APÉNDICE III

MONITOREO, DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS NATURAL Y GAS LP 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 se establecen los requisitos para el monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en los sistemas de distribución por medio de ductos.

2. Definiciones

Para efectos de aplicación de este Apéndice se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Acción inmediata: El envío sin retraso de personal calificado para evaluar y, en su caso, abatir el riesgo existente o probable derivado de una fuga de gas.

2.2 Espacio confinado: Cualquier estructura tal como registros de válvulas, túneles, cárcamos o registros de drenaje en la cual se puede acumular el gas.

2.3 Fuga de gas: Cualquier emisión de gas en un ducto, debido a fractura, ruptura, soldadura defectuosa, corrosión, sellado imperfecto o mal funcionamiento de accesorios y dispositivos utilizados en éste.

2.4 Indicador de gas combustible: El instrumento capaz de detectar y medir la concentración de una mezcla de gas combustible en el aire.

2.5 Lectura: La indicación repetible en un instrumento de medición analógico o digital.

2.6 Monitoreo de fugas: El conjunto de actividades que se realizan periódicamente para detectar y clasificar fugas de gas conducido en sistemas de transporte y distribución por ductos.

2.7 Perforación de barra, pozo de muestreo o sondeo: La perforación de un diámetro no mayor a 5 centímetros que se hace en el suelo cercano a una instalación subterránea, específicamente para verificar la existencia de gas debajo de la superficie del suelo con un indicador de gas combustible.

2.8 Subestructura asociada con el gas: El dispositivo o estructura subterránea utilizado en una instalación de gas para alojar, 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 se establecen los valores de concentración de gas en porcentaje/volumen para los límites de explosividad de mezcla de gas natural y de gas LP con aire, en la tabla siguiente:

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

Límite de explosividad	Gas natural	Gas LP ⁽¹⁾
Límite Inferior de Explosividad (LIE)	5	1,9
Límite Superior de Explosividad (LSE)	15	9,5

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

3.1 Atención a reportes de fugas. El permisionario debe investigar en forma inmediata cualquier notificación o aviso de terceros en el que se reporte olor a gas, fuga, incendio o explosión que pueda involucrar a tuberías de gas u otras instalaciones. Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe clasificar inmediatamente de acuerdo con la disposición 5.1 y tomar la acción correspondiente de acuerdo con las tablas 2, 3 y 4 de este Apéndice.

3.1.1 Olores o indicaciones de otros combustibles. Cuando existan indicaciones de fuga de combustibles derivados del petróleo originados en otras instalaciones, se deben tomar las acciones siguientes para proteger la integridad física de las personas y de sus propiedades:

- a) Informar de inmediato al operador de la instalación y, si es necesario, a los bomberos, policía y protección civil, y
- b) Cuando la tubería del permisionario esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de gas, el permisionario, para evitar riesgos, debe tomar de inmediato las acciones necesarias de acuerdo con la tabla 2 de este Apéndice.

3.2 Recursos necesarios para efectuar la inspección. El permisionario, para realizar la inspección de sus instalaciones, debe disponer de los recursos siguientes:

3.2.1 Recursos humanos. Debe contar con personal suficiente, que reúna la calificación y experiencia requeridas para aplicar el método de inspección que se utilice.

3.2.2 Recursos materiales. Para la inspección de fugas en un sistema de ductos, se debe disponer de los recursos materiales siguientes:

- a) Planos vigentes de la red de distribución o línea de transporte con escala y grado de detalle adecuados;
- b) Equipos de detección de fugas adecuados para obtener información necesaria para la localización y cuantificación de fugas de acuerdo con las características de sus instalaciones y los métodos de inspección que se apliquen, y
- c) Equipo de transporte adecuado para la atención de fugas.

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

- a) Con indicadores de gas combustible;
 - i. Sobre la superficie del suelo
 - ii. Debajo de la superficie del suelo
- b) Inspección visual de la vegetación;
- c) Caída de presión;
- d) Burbujeo;
- e) Ultrasonido;
- f) Fibra óptica;
- g) Termografía infrarroja terrestre o aérea, y
- h) Perros adiestrados.

El permisionario puede emplear otros métodos siempre y cuando se apliquen de acuerdo con los procedimientos escritos que prueben que dichos métodos son tan eficaces como los de la lista anterior. La aplicación del método adecuado es responsabilidad del permisionario, quien debe determinar 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 LP 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 continuo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación. Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.

- a) Para instalaciones subterráneas, se deben tomar muestras de la atmósfera a no más de cinco centímetros de la superficie del suelo, cuando sea posible, y en todas aquellas irregularidades del terreno que faciliten que el gas aflore. En áreas donde la tubería está debajo de piso terminado, entre otras: banquetas y calles pavimentadas, se deben tomar muestras del aire cercano a discontinuidades e irregularidades del piso, tales como: aberturas, ranuras, rupturas y grietas que faciliten que el gas aflore. Asimismo, se debe analizar el aire dentro de recintos cerrados alojados en aberturas del piso debajo de su nivel, cercanos a la tubería, por ejemplo, pozos de visita, registros de drenaje, de instalaciones eléctricas, telefónicas y otros servicios.
- b) El muestreo de la atmósfera superficial con indicador de gas se debe realizar a la velocidad y en condiciones atmosféricas adecuadas para que dicho muestreo sea correcto. La operación del indicador de gas debe realizarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Se deben analizar muestras en los lugares especificados en el 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 Anexo describe el procedimiento para localizar fugas por perforación de barra.

3.3.2 Detección por inspección visual de la vegetación. Este método tiene por objeto detectar indicaciones anormales o inusuales en la vegetación que puedan haber sido causadas por la migración de gas. Dichas indicaciones de fugas de gas deben confirmarse usando un indicador de gas combustible. La inspección debe ser realizada por personal experto que tenga una buena visión del área que está inspeccionando y sus alrededores. Para determinar la velocidad de recorrido se debe considerar lo siguiente:

- a) Trazo del sistema de transporte o distribución;
- b) Cantidad y tipo de vegetación, y
- c) Condiciones de visibilidad tales como: alumbrado, reflejo de luz, distorsiones u obstrucciones del terreno.

3.3.2.1 El método de inspección visual del estado de la vegetación sólo se puede aplicar en áreas en donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, cuando la vegetación está inactiva, o cuando está en periodo de crecimiento acelerado, como en el comienzo de la primavera.

3.3.3 Detección por caída de presión. Este método se aplica para determinar si una sección aislada de la instalación de gas pierde presión por fugas. La sección seleccionada debe tener solamente una presión de operación y dicha sección debe aislarse antes de efectuar la prueba de caída de presión. Para determinar los parámetros de la prueba de caída de presión, se deben tomar en cuenta los criterios siguientes:

- a) Presión de prueba. Si la prueba se realiza únicamente con el propósito de detectar fugas en la sección aislada, se debe hacer cuando menos a la presión de operación.
- b) Medio de prueba. El medio debe ser compatible con los materiales de la tubería, debe estar libre de materiales sedimentarios y no debe dejar residuos que puedan dañar la instalación. El medio para realizar la prueba no debe ser inflamable, puede ser agua, aire o gas inerte, excepto cuando se utiliza el gas natural o gas LP que conduce la tubería, y
- c) Duración de la prueba. El tiempo de la prueba debe ser suficiente para detectar la caída de presión debida a fugas. Para determinar el tiempo necesario para realizar la prueba se deben considerar los factores siguientes:
 - i. El tiempo y volumen requerido para que el medio de prueba alcance la presión de prueba;
 - ii. El tiempo necesario para que el medio de prueba estabilice su temperatura, y
 - iii. La sensibilidad del instrumento de prueba.

3.3.3.1 El método de caída de presión no localiza las fugas, por lo que se requiere una evaluación posterior con otro procedimiento que permita localizar las fugas para evaluarlas y clasificarlas.

3.3.4 Detección por burbujeo. Este método consiste en cubrir totalmente la tubería con una solución tensoactiva que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa para señalar las fugas sobre la superficie expuesta de la instalación. La solución utilizada no debe dañar ni debe dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales de la instalación probada.

3.3.5 Detección por ultrasonido. Este método consiste en la instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar la ocurrencia de una fuga en tiempo real, por la energía ultrasónica que se genera desde el momento en que ocurre. Las ondas viajan en todas direcciones del sitio de la fuga, lo que permite detectarlas a grandes distancias. Este método se puede acoplar a un sistema de geoposicionamiento.

3.3.5.1 Para probar una instalación de gas por ultrasonido se debe tomar en consideración lo siguiente:

- a) Presión en la tubería. Dado que al incrementarse la presión en la tubería, la magnitud de la energía ultrasónica generada por la fuga aumenta, los sensores deben ser adecuados para la presión de trabajo de la instalación;
- b) Localización de la instalación. Los objetos alrededor de la instalación bajo prueba pueden reflejar o atenuar la energía ultrasónica generada dificultando la detección de la fuga;
- c) Cantidad de fugas. La capacidad de detección de este método se reduce conforme se incrementa el número de fugas en un área determinada, ya que pueden producir un nivel alto de ruido ultrasónico debido al aumento de la energía ultrasónica liberada por cada fuga, y
- d) Tipo de instalación. Los equipos neumáticos y los operados con gas, entre otros: compresores, motores y turbinas, generan energía ultrasónica. Se debe conocer la localización, cantidad y características de dichos equipos cerca de la instalación para determinar si el ruido ultrasónico que producen puede causar interferencia al equipo de detección de fallas. El área de prueba, se debe recorrer para verificar la posible presencia de interferencias.

3.3.5.2 El permisionario debe confirmar los resultados obtenidos por ultrasonido aplicando los métodos adecuados para detectar fugas en sus instalaciones.

3.3.6 Detección por fibra óptica. Este método consiste en la instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones. Se usa para detectar y monitorear fugas de gas en tiempo real.

3.3.7 Detección por termografía infrarroja terrestre o aérea. Este método se usa en tuberías superficiales y subterráneas. Mide la energía térmica del gas natural o el gas LP mediante un espectrómetro de banda infrarrojo como elemento primario de detección. El instrumento puede acoplarse a un sistema de geoposicionamiento para ubicar las fugas.

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

4. Instrumentos para detección de fugas

El permisionario es responsable de utilizar los instrumentos indicadores de gas combustible adecuados para los métodos de detección de fugas que aplique en sus instalaciones, con el objeto de obtener información veraz, confiable y completa sobre las fugas de gas.

4.1 Mantenimiento de indicadores de gas combustible. El mantenimiento de estos instrumentos se debe efectuar de acuerdo con las instrucciones del fabricante y, entre otras acciones, se deben cumplir las siguientes:

- a) Cada instrumento utilizado para detectar y evaluar fugas de gas se debe operar de acuerdo con los instructivos del fabricante;
- b) Revisar periódicamente los instrumentos cuando están en uso para asegurar que el suministro de energía eléctrica para su funcionamiento es adecuado;
- c) Probar los instrumentos antes de usarse para asegurar que el sistema de muestreo esté libre de fugas y que los filtros no obstruyan el flujo de la muestra, y
- d) Los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno se deben probar cada vez que se encienden y durante la inspección.

4.2 Calibración de indicadores de gas combustible. Para la calibración de estos instrumentos se deben cumplir, entre otras, las recomendaciones siguientes:

- a) Cada equipo utilizado para la detección y evaluación de fugas se debe calibrar de acuerdo con los instructivos del fabricante después de cualquier reparación o reemplazo de partes;
- b) De conformidad con un programa regular en el que se considere el tipo del instrumento y su uso, los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno y los indicadores de gas combustible, se deben calibrar al menos una vez al mes cuando están en uso, y
- c) Se deben calibrar, cuando se sospeche que la calibración del instrumento ha cambiado.

5. Clasificación de fugas y criterios de acción

En este capítulo se establece el procedimiento por medio del cual las fugas son clasificadas y controladas. Cuando se detecta una fuga, el primer paso debe ser la delimitación del área afectada por la fuga; si el perímetro se extiende hacia un edificio, la inspección se debe continuar dentro del mismo. Cuando se confirma la fuga, se debe atender inmediatamente para localizarla, evaluarla y clasificarla de acuerdo con la disposición 5.1 de este Apéndice.

5.1 Clasificación de las fugas. Basados en la evaluación realizada de la localización y magnitud de la fuga, ésta se debe clasificar con objeto de establecer la prioridad de su reparación. La clasificación es la siguiente:

5.1.1 Grado 1. Son aquellas fugas que representan un peligro inminente para las personas o propiedades, por lo que, cuando se detectan deben ser reparadas inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Se considera peligrosa toda situación en la que haya probabilidad de asfixia, incendio o explosión en el área afectada por la fuga.

5.1.2 Grado 2. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan, pero representan un riesgo probable para el futuro, por lo que se requiere programar su reparación para prevenir que se vuelvan peligrosas.

5.1.3 Grado 3. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan y tampoco representan un riesgo probable para el futuro, por lo que, sólo es necesario reevaluarlas periódicamente hasta que sean reparadas.

5.2 Criterios para clasificar fugas y determinar acciones. Los lineamientos para clasificar y controlar fugas se describen en las tablas 2, 3 y 4 siguientes. Los ejemplos de condiciones de fuga que se presentan en dichas tablas son enunciativas mas no limitativas. El criterio y experiencia del personal operativo en el sitio donde ocurre la fuga es de suma importancia en la determinación del grado que se le asigne a la fuga y los criterios de acción indicados en dichas tablas.

5.3 Inspección subsecuente. Todas las reparaciones de fugas se deben probar, en su caso, antes de que la instalación entre en operación, para confirmar que no persiste la fuga de gas. En tuberías subterráneas, esta prueba se debe hacer antes de taparlas con tierra. Cuando entre en operación la instalación, se debe inspeccionar el área afectada por la fuga con un indicador de gas combustible. Donde haya gas residual después de la reparación de una fuga de grado 1, se debe permitir la ventilación y estabilización de la atmósfera del suelo para realizar una inspección subsecuente en un plazo que no debe exceder de un mes posterior a la reparación. En el caso de reparaciones de fugas de grado 2 o 3, el permisionario determinará si es necesario efectuar una inspección subsecuente.

5.4 Cuando se reevalúa una fuga de acuerdo con los criterios de acción de las tablas 3 y 4, ésta se debe clasificar usando el mismo criterio que cuando la fuga fue descubierta.

Tabla 2. Fugas de grado 1

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCIÓN
1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, se considere un peligro inmediato. 2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.	Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.
3. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.	Debe notificarse a las autoridades competentes como son: la Comisión Reguladora de Energía, protección civil, policía y bomberos.
4. Cualquier indicación de presencia de gas en el lado exterior de la pared de un edificio, o donde es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	La acción inmediata en algunos casos puede requerir de uno o más de los pasos siguientes:
5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en un espacio confinado.	a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia del permisionario;
6. Cualquier lectura mayor o igual que 80% (ochenta por ciento) del LIE del gas en otras subestructuras pequeñas, no asociadas con el gas por las cuales es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	b) Evacuación del área; c) Acordonamiento del área; d) Desviación del tráfico; e) Eliminación de las fuentes de ignición;
7. Cualquier fuga que pueda ser detectada por medio de la vista, oído u olfato, y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.	f) Ventilación del área, y g) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios.

Tabla 3. Fugas de grado 2

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCIÓN
1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha en que fue reportada. Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes:
2. Se requieren tomar acciones en un plazo no mayor de 6 meses para reparar las fugas, cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:	a) Cantidad y migración del gas; b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo;
a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1.	c) Extensión del piso terminado; d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y

b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1. c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro. d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado. e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su Resistencia Mínima a la Cedencia, localizada en clase 3 o 4, de acuerdo con esta Norma y la fuga no se califica como grado 1. f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas. g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación.	e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación. Las fugas grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga. El grado de peligro potencial de las fugas grado 2 puede variar ampliamente. Cuando son evaluadas de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones, para algunas fugas grado 2 se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 5 días. En cambio, para otras se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 30 días. El responsable de programar la reparación debe cuidar las condiciones de la fuga durante el día en el cual se descubre dicha fuga. Por otro lado, la reparación de muchas fugas grado 2, puede ser programada, considerando su localización y magnitud, para realizarse con base en una rutina de mantenimiento, con inspecciones periódicas cuando sea necesario.
--	---

Tabla 4. Fugas de grado 3

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCIÓN
Estas fugas requieren reevaluarse a intervalos periódicos cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes: a) Menor de 80% (ochenta por ciento) en subestructuras asociadas al gas. b) Cualquier valor debajo de la calle en áreas que no están pavimentadas completamente, donde no es probable que el gas pudiera migrar al lado exterior de la pared de un edificio. c) Menor de 20% (veinte por ciento) en un espacio confinado.	Estas fugas deberán ser reevaluadas 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.

6. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

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

El permisionario debe mantener los registros actualizados de dicha documentación para ser proporcionada, cuando sea requerida por la autoridad competente. Esta documentación debe estar sustentada por los registros siguientes:

6.1 Los registros de fugas deben contener al menos la información siguiente:

- 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;
- La descripción detallada de la fuga, su localización, magnitud y grado que se le asignó;
- Tratándose de una fuga que deba ser reportada, la fecha y la hora del reporte telefónico a la autoridad competente y el nombre de quien lo hizo;

- d) Las fechas de las reevaluaciones antes de la reparación de la fuga y el nombre del responsable de dichas reevaluaciones;
- e) La fecha de reparación, el tiempo que llevó la reparación y el nombre del responsable de la reparación;
- f) Las fechas de revisiones posteriores a la reparación y el nombre de los responsables de dichas revisiones;
- g) El método usado para detectar la fuga (si fue reportado por terceros, el nombre y la dirección de quién reportó);
- h) La sección del sistema donde ocurrió la fuga (tubería principal, tubería de servicio, etc.);
- i) La parte del sistema en que ocurrió la fuga (tubería, válvula, conexión, estación de regulación, etc.);
- j) El material en el cual ocurrió la fuga (acero, plástico u otro);
- k) El origen de la fuga;
- l) La descripción de la tubería;
- m) El tipo de reparación efectuada;
- n) La causa de la fuga;
- o) La fecha de instalación de la tubería;
- p) Si tiene protección catódica operando, y
- q) La lectura del indicador de gas combustible.

6.2 Los registros de monitoreos de fuga deben contener al menos la información siguiente:

- a) La fecha en que se realizó el monitoreo;
- b) La descripción del sistema y del área monitoreada. Se deben incluir los planos y/o libros bitácora;
- c) Los resultados del monitoreo, las conclusiones y las acciones a seguir;
- d) Los métodos aplicados en el monitoreo, y
- e) El personal que efectuó el monitoreo.

6.2.1 Los registros de las pruebas de caída de presión deben contener al menos la información siguiente:

- a) El nombre del responsable de la prueba. En caso de que haya sido realizada por una empresa externa, el nombre de la empresa y el nombre de la persona responsable de la prueba;
- b) El medio de prueba usado;
- c) La presión de prueba;
- d) La duración de la prueba;
- e) Las gráficas de presión o los registros de las presiones medidas en la prueba, y
- f) Los resultados de la prueba.

6.3 Autoevaluación. El permisionario debe evaluar su programa de monitoreo de fugas realizados para determinar la efectividad de dicho programa. Esta autoevaluación debe realizarse cuando menos una vez al año de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- a) Programa de monitoreo de fugas. Se debe asegurar que el programa de mantenimiento del sistema cumple con esta Norma;
- b) Efectividad del monitoreo. Se debe asegurar que los monitoreos de fugas fueron efectuados de acuerdo con el programa y que los resultados fueron satisfactorios en todo el sistema;
- c) Programa de reparación. Se debe comprobar que las reparaciones de fugas fueron efectuadas de acuerdo con el programa y los procedimientos especificados;
- d) Efectividad de la reparación. Se debe verificar que las reparaciones de fugas fueron realizadas con la efectividad indicada en los procedimientos aplicados, y
- e) Registro histórico de fugas. Se debe mantener actualizado el historial de fugas.

APÉNDICE IV
PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD
ÍNDICE

1. Objetivo y alcance
2. Definiciones
3. Procedimiento
4. Disposiciones generales
5. Sistema de distribución de gas
6. Odorización del gas natural y gas licuado de petróleo
7. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas
8. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos

1. Objetivo y alcance

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC) tiene por objeto establecer la metodología para determinar el grado de cumplimiento de los sistemas de distribución de gas por ductos con esta norma (NOM). Este procedimiento comprende la revisión de información documental y la verificación en campo de las partes principales del sistema de distribución de gas, que son las siguientes:

Sistema de control de calidad.

Sistema de distribución de gas.

Odorización del gas natural y gas licuado de petróleo.

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

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

2. Definiciones

Para efectos del presente PEC se establecen las siguientes definiciones:

2.1 Acta circunstanciada: El documento expedido en cada una de las visitas de verificación realizadas de acuerdo con el artículo 98 de la LFMN.

2.2 Dictamen: El documento emitido por la Comisión o por la UV en el cual se resume el resultado de la verificación que realizó al sistema de distribución de gas para evaluar la conformidad con la NOM;

2.3 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con la NOM;

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

2.5 Registro: El documento que provee evidencia objetiva de las actividades ejecutadas y de los resultados obtenidos.

3. Procedimiento

3.1 La evaluación de la conformidad de los sistemas de distribución de gas con la NOM, se debe realizar de acuerdo con lo estipulado en la misma NOM.

3.2 La Comisión o el distribuidor pueden solicitar la evaluación de la conformidad con la NOM cuando lo requieran para dar cumplimiento a las disposiciones legales o para otros fines de su propio interés.

3.3 La evaluación de la conformidad con la NOM debe ser realizada por la Comisión o por una UV.

3.4 La UV de acuerdo con el distribuidor debe establecer los términos y condiciones de los trabajos de verificación, excepto cuando la verificación sea requerida por la Comisión.

3.5 Para evaluar el grado de cumplimiento del sistema de distribución con lo dispuesto en la NOM, la UV debe realizar visitas de verificación en los términos de la LFMN y su Reglamento.

3.6 En cada visita de verificación la UV debe levantar un acta circunstanciada, en la cual debe asentar los cumplimientos con la NOM y, en su caso, los incumplimientos, para que el distribuidor haga las correcciones en el plazo que se le fije en dicha acta.

3.7 El distribuidor puede formular las observaciones que estime pertinentes y ofrecer pruebas a la UV durante la visita de verificación o dentro del plazo máximo de cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el acta circunstanciada.

3.8 La UV debe elaborar el dictamen con base en las actas circunstanciadas.

3.9 La UV debe entregar el dictamen de verificación al distribuidor que haya contratado sus servicios. El distribuidor debe entregar el dictamen a la Comisión, para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.

3.10 Los gastos que se originen por los servicios de verificación deben ser a cargo del distribuidor en conformidad con el artículo 91 de la LFMN.

4. Disposiciones generales

4.1 En conformidad con el artículo 53 de la LFMN en los sistemas de distribución de gas a que se refiere la NOM se deben utilizar materiales, componentes y equipos que cumplan con las normas oficiales mexicanas y/o normas mexicanas aplicables.

4.1.1 Los materiales, componentes y equipos utilizados en los sistemas de distribución de gas sujetos al cumplimiento señalado en el párrafo anterior, deben contar con un certificado obtenido de conformidad con la LFMN.

4.1.2 En caso de no existir norma oficial mexicana o norma mexicana aplicable al material, componente o equipo de que se trate, la UV debe requerir el registro de cumplimiento con normas internacionales y en caso de no existir éstas, dicho producto debe cumplir con las prácticas internacionalmente reconocidas. En el supuesto de no contar con las normas mencionadas, el material, componente o equipo debe cumplir con las normas del país de origen o a falta de éstas, con las especificaciones del fabricante.

4.1.3 Los materiales, componentes y equipos que cumplan con las disposiciones establecidas en los párrafos anteriores, se consideran aprobados para los efectos de la NOM.

4.2 En conformidad con el artículo 56 de la LFMN los sistemas de distribución de gas deben contar con un manual de procedimientos integrado con documentos propios de la empresa, escritos en idioma español, en los que se describen en forma específica para el sistema evaluado, las funciones que se listan a continuación:

A. Organización.- Debe contener los puntos siguientes:

- a)** Los objetivos y la descripción del sistema de distribución de gas.
- b)** Los planes para el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías.
- c)** La estructura de la organización del personal encargado del funcionamiento y seguridad del sistema, en la que se definan los niveles jerárquicos y de decisión.
- d)** Descripción, definición de funciones y actividades, asignación de responsabilidades, relaciones de trabajo internas y externas a la empresa, y procedimientos operativos de cada puesto.

B. Administración.- La administración debe comprender lo siguiente:

- a)** Control de trabajos y proyectos, preparación, desarrollo y resultados.
- b)** Control de desempeño del personal, programas de capacitación, incentivos y desarrollo.
- c)** Locales y equipo de oficina y servicios.
- d)** Sistemas de comunicación interna y externa.

C. Soporte técnico.- Debe abarcar los puntos siguientes:

- a)** Debe haber un responsable y un suplente en cada una de las funciones básicas para la operación del sistema.
- b)** Normas y especificaciones técnicas aplicadas.
- c)** Control de equipo de medición y prueba.
- d)** Equipo para maniobras.
- e)** Compras y almacenes.

5. Sistema de distribución de gas.

5.1 Diseño.

5.1.1 La UV debe revisar la información siguiente:

- a)** Normas, códigos, estándares y procedimientos aplicados en el diseño del sistema de distribución;
- b)** Memoria de cálculo de flujos y presiones para el diseño de la red de distribución, inclusive la comprobación de que cumple con los flujos y presiones requeridos en cualquier punto de la red cuando opera bajo las condiciones de demanda máxima;
- c)** Procedimiento para la actualización del cálculo de flujos y presiones de acuerdo con los cambios en consumo y demanda de gas que se presenten en cada uno de los sectores que conforman el sistema;

- d) 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 NOM;
- e) La memoria de cálculo que permita verificar que el trayecto e instalación de la tubería así como las obras especiales para protección de la tubería, por ejemplo, cruzamientos con carreteras y vías de ferrocarril, ríos, canales y vías de navegación y contra riesgos del suelo y fenómenos naturales como inundaciones, marejadas, desplazamientos del suelo, terremotos, entre otros;
- f) Puntos de recepción de gas del sistema;
- g) Localización de válvulas de seccionamiento;
- h) Instrumentación, válvulas y dispositivos de seguridad de las estaciones de medición y regulación y de las estaciones de regulación;
- i) Ubicación de registros, y
- j) Ubicación de los componentes del sistema de protección catódica tales como: ánodos, rectificadores de corriente, postes para toma de lecturas de potencial entre la tubería y tierra.

5.1.2 La UV debe verificar los requisitos generales de diseño del sistema, de acuerdo a las disposiciones 5.1.1.1 a 5.1.1.6, 5.1.2, 5.1.2.3, 5.1.3.1, 5.1.3.2, 5.1.3.3, 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6 y 6.1.1 a 6.1.3

5.1.3 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de acero de acuerdo a las disposiciones 5.2.1 y 5.2.2

5.1.4 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de polietileno de acuerdo a las disposiciones 5.2.1 y 5.2.3

5.1.5 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de cobre de acuerdo a las disposiciones 5.2.1 y 5.2.4

5.1.6 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de CSST de acuerdo a las disposiciones 5.2.1 y 5.2.5

5.1.7 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de pe-al-pe de acuerdo a las disposiciones 5.2.1 y 5.2.6

5.1.8 La UV debe verificar el diseño de las Estaciones de Regulación y Estaciones de Regulación y Medición de acuerdo a las disposiciones 8.1.1 y 8.1.4

5.1.9 La UV debe verificar el diseño de los registros de acuerdo a las disposiciones 8.2.1, 8.2.6, 8.2.7 al 8.2.9 de la NOM.

5.2 Materiales y equipos.

5.2.1 La UV debe confirmar que el distribuidor cuenta con registros que demuestren que los materiales, componentes y equipos comprados para el sistema de distribución de gas cumplen con la NOM.

5.2.2 La UV debe verificar que los materiales y equipos cumplan de acuerdo a las disposiciones 6.1.1 y 6.1.3 de la NOM.

5.2.3 La UV debe verificar que las tuberías utilizadas en el sistema cumplan de acuerdo con las disposiciones 5.1.1.2, 5.1.1.6, 5.1.2.1, 5.1.3.1, 5.1.3.2, 5.1.4.2 y 5.1.5.1 y 5.1.6.1.

5.2.4 La UV debe verificar que los accesorios utilizados en el sistema de distribución cumplan de acuerdo con las disposiciones 5.2.2.1, 5.2.2.3, 5.2.3.1, 5.2.3.2, 5.2.4.1, 5.2.4.2, 5.2.5.1, 5.2.5.2, 5.2.6.1 y 5.2.7.1. En su defecto debe revisar el certificado del fabricante.

5.2.5 La UV debe verificar que el sistema de protección contra la corrosión en tubería de acero debe cumplir de acuerdo con las disposiciones 7.4.2.2.10.1, 7.4.2.2.10.2 y 7.4.2.2.10.2

5.2.6 La UV debe verificar que los medidores utilizados deben cumplir de acuerdo la disposición 8.4.1

5.3 Construcción y pruebas.

5.3.1 La UV debe verificar que la instalación de tuberías en zanjas a cielo abierto cumple con la disposición 7.1.3

5.3.2 La UV debe verificar que la señalización en los trabajos de construcción o mantenimiento en el sistema cumple de acuerdo con las disposiciones 7.1.5 y 7.2

5.3.3 La UV debe verificar que la separación de las tuberías cumple con la disposición 7.3

5.3.4 La UV debe verificar que la profundidad a la que se instala la tubería cumple con el cuadro de la disposición 7.4.1.1

5.3.5 La UV debe verificar que durante la instalación de la tubería de polietileno, se cumplan las disposiciones 7.4.1.2 a 7.4.1.5 y 7.4.2.1.1 a 7.4.2.1.3

5.3.6 La UV debe verificar que en las soldaduras de tubería y accesorios de polietileno se cumple con las disposiciones 7.4.2.1.4 a 7.4.2.1.14

5.3.7 La UV debe verificar que durante la instalación de la tubería de acero, se cumplan las disposiciones 7.4.1.2 a 7.4.1.4 y 7.4.2.2.1

5.3.8 La UV debe verificar que el doblado en tubería de acero cumple con la disposición 7.4.2.2.2 y 7.4.2.2.3

5.3.9 La UV debe verificar que durante los trabajos de soldadura en tuberías de acero se cumple con las disposiciones 7.4.2.2.4 a 7.4.2.2.9

5.3.10 La UV debe verificar que en la instalación de tubería de cobre se cumple con las disposiciones 7.4.1.2 a 7.4.1.4, 7.4.2.3.1, 7.4.2.3.7 y 7.4.2.3.8

5.3.11 La UV debe verificar que durante los trabajos de soldadura en tuberías de cobre se cumple con las disposiciones 7.4.2.3.2 a 7.4.2.3.6

5.3.12 La UV debe verificar que en el relleno y reparación de piso terminado se cumple con la disposición 7.5

5.3.13 La UV debe verificar que las tomas de servicio cumplan con las disposiciones 9.1 a 9.8.

5.3.14 La UV debe verificar que las estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición cumplen con las disposiciones 8.1.2, 8.1.3 y 8.1.6 a 8.1.10

5.3.15 La UV debe verificar que los registros cumplen de acuerdo a las disposiciones 8.2.1 a 8.2.10

5.3.16 La UV debe verificar que la instalación de los medidores cumpla con las disposiciones 8.4.2 a 8.4.8

5.3.17 La UV debe verificar que las inspecciones y pruebas de hermeticidad cumplen de acuerdo con las disposiciones 10.1, 11.5.1 a 11.5.7, 11.6 a 11.12.

5.3.18 La UV debe verificar que la puesta en servicio cumple de acuerdo con la disposición 12

5.4 Operación y mantenimiento.

5.4.1 La UV debe verificar que el distribuidor cuenta con un manual de procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de distribución en el que se describan, detalladamente, los procedimientos que se llevan a cabo en el sistema.

5.4.2 La UV debe verificar que el manual de procedimientos de operación y mantenimiento contenga como mínimo, lo siguiente

a) Los procedimientos de operación y mantenimiento del sistema de distribución durante la operación normal, puesta en operación y paro. Dichos procedimientos deben incluir los relativos a las reparaciones del equipamiento de la red (estaciones, instrumentación, entre otros), Identificación de las instalaciones de mayor riesgo para la seguridad pública y la periodicidad de las inspecciones.

5.4.3 La UV debe verificar que la odorización del gas y monitoreo debe cumplir con la disposición 13.5 y el Apéndice I.

5.4.4 La UV debe verificar que el sistema de telecomunicación cumple con la disposición 13.6.

5.4.5 La UV debe verificar que el programa de prevención de accidentes cumple con las disposiciones 13.7.1 y 13.7.2

5.4.6 La UV debe verificar que durante una suspensión de servicio se cumple con la disposición 13.8

5.4.7 La UV debe verificar que en casos de interrupción de trabajos de mantenimiento se cumpla con la disposición 13.8.

5.4.8 La UV debe verificar que el servicio de emergencia cumpla con las disposiciones 13.9.

5.4.9 La UV debe verificar que el programa de monitoreo de fugas se lleve a cabo de acuerdo con el Apéndice III

5.4.10 La UV debe verificar que el mantenimiento de reguladores se lleve conforme a la disposición 13.10.

5.4.11 La UV debe verificar que el mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición se lleve conforme la disposición 13.11.

5.4.12 La UV debe verificar que el mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento se lleve a cabo conforme la disposición 13.12.

5.4.13 La UV debe verificar que la desactivación de tuberías se lleve a cabo conforme la disposición 13.13.

5.4.14 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por aumento de presión sea de acuerdo la disposición 13.14.

5.4.15 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por clase de localización sea de acuerdo las disposición 13.14.2.2.

5.5 Seguridad.

5.5.1 La UV debe verificar que el distribuidor cuenta con un programa de protección civil en el cual se establezcan las acciones preventivas de auxilio y recuperación destinadas a salvaguardar la integridad física de la población y sus bienes, y proteger el sistema de distribución ante la ocurrencia de un siniestro. El programa de protección civil debe constar de:

- a) Subprograma de prevención;
- b) Subprograma de auxilio, y
- c) Subprograma de recuperación.

5.5.2 La UV debe verificar que el programa de prevención se implementa de acuerdo a la disposición 14.1.1

5.5.3 La UV debe verificar que el programa de auxilio se implementa de acuerdo a las disposiciones 14.2; 14.2.1 y 14.2.2

5.5.4 La UV debe verificar que el programa de recuperación se implementa de acuerdo a la disposición 14.3; 14.3.1

La verificación de los Apéndices I, II y III de esta Norma se debe de llevar a cabo conforme a lo siguiente

6. Odorización del gas natural y gas licuado de petróleo.

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo de los aspectos siguientes:

- A. Características y concentración del odorizante
- B. Equipo y control de odorización
- C. Seguridad

6.1 Revisión de información documental

La UV debe verificar que el sistema de odorización cuenta con documentación completa que asegure que su diseño, construcción, operación y mantenimiento cumplen con los requisitos de la NOM. Asimismo, la UV debe verificar que las características del odorizante y su dosificación en el flujo de gas son adecuadas para cumplir con los requisitos de la NOM. Para llevarla a cabo la UV debe revisar, al menos, los documentos siguientes:

- a) Registro de la calidad de los odorizantes inyectados al sistema que demuestren que dichos odorizantes cumplen con los requisitos especificados en la disposición 3 del Apéndice I de esta NOM.
- b) Planos descriptivos y diagrama de flujo del sistema de distribución de gas donde se indiquen la ubicación de los puntos de inyección de odorizante y la dosificación de odorizante en cada uno de ellos.
- c) Registro que demuestre que los equipos de odorización utilizados en el sistema de distribución cumplen con los requisitos estipulados en la disposición 5 del Apéndice I de esta NOM.
- d) Procedimientos de operación de los equipos de odorización del sistema de distribución.
- e) Registros del control de proceso de odorización por consumo de odorizante o por análisis del contenido de odorizante en el gas.
- f) Procedimientos de monitoreo del gas odorizado en el sistema de acuerdo con la disposición 6 del Apéndice I de esta NOM y registro de los resultados que demuestren que el gas odorizado cumple con los requisitos estipulados en la disposición 4 del Apéndice I de esta NOM, en todos los puntos del sistema de distribución.
- g) Procedimientos que indiquen las causas posibles de deficiencias de odorización del gas y acciones que se deben aplicar para corregirlas. Registro de los resultados obtenidos de su aplicación.

A. Características y concentración del odorizante

6.1.1 La UV debe comprobar que las características y concentración del odorizante en el sistema de distribución cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichas características y concentración cumplen, por lo menos, con las disposiciones indicadas en la Tabla A.

Tabla A.- Resumen de requisitos mínimos para la evaluación de la conformidad del odorizante del gas natural

Características del odorizante	NOM-003-SECRE-2011, Apéndice I
Requisitos del odorizante	Disposición 3
Concentración del odorizante	Disposición 4

B. Equipo y control de odorización

6.1.2 La UV debe verificar que el equipo de odorización cumple con los requisitos de la disposición 5 del Apéndice I de esta NOM. Para esto la UV debe revisar las especificaciones del equipo entregadas por el fabricante y los registros de cumplimiento con las normas aplicables. Como constancia la UV debe registrar los datos siguientes

Especificaciones del equipo de odorización

Especificación	Máximo	Mínimo
Flujo de gas a odorizar		
Rango de flujo del equipo		
Precisión del equipo		

Asimismo, la UV debe especificar la clase del equipo de odorización de acuerdo con la clasificación siguiente:

- a)** Sistemas de vaporización:
 - i)** por efecto mecha
 - ii)** por saturación de caudal parcial.
- b)** Sistemas de inyección líquida:
 - i)** Por goteo
 - ii)** Por bomba dosificadora.

C. Seguridad

6.1.3 La UV debe verificar que en el manual de procedimientos del sistema de distribución de gas, están considerados los instructivos de seguridad relacionados con el sistema de odorización de acuerdo con los requisitos de la disposición 7 del Apéndice I de esta NOM.

6.1.3.1 La UV debe comprobar en los certificados o registros, en su caso, que las herramientas para trabajar en los equipos de odorización, son a prueba de chispa, para verificar el cumplimiento de la disposición 7.1 a) del Apéndice I de la NOM.

6.1.3.2 La UV debe corroborar que los equipos de odorización y los componentes utilizados en los sistemas de odorización cumplan con los requisitos de la disposición 7.1 b) del Apéndice I de la NOM.

6.1.3.3 La UV debe comprobar en los certificados o registros, en su caso, que los equipos de seguridad personal cumplen con los requisitos establecidos en la disposición 7.4 del Apéndice I de la NOM.

6.2 Verificación en campo

La UV debe comprobar que las especificaciones y criterios establecidos en los documentos examinados, se aplican en el diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de odorización, para lo cual, una vez que termine la revisión documental, la UV debe identificar el estado que guardan las instalaciones del sistema con el fin de efectuar la inspección que se indica a continuación.

6.2.1 La UV debe verificar que el sistema cumple con los requisitos de la disposición 4 del Apéndice I de esta NOM, especialmente en los puntos más alejados de los puntos de inyección de odorizante.

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

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo del sistema de control de la corrosión externa de los aspectos siguientes:

- 7.1** Diseño
- 7.2** Operación y mantenimiento
- 7.3** Seguridad
- 7.4** Documentación.
- 7.5** Verificación en campo
- 7.1** Diseño

7.1.1 Protección catódica.- La UV debe identificar los diferentes tipos de protección catódica en el sistema y verificar que su diseño cumpla con lo establecido por la disposición 3.3 del Apéndice II de esta NOM.

7.1.2 La UV debe verificar que la continuidad eléctrica esté asegurada en las uniones no soldadas de la tubería.

7.1.3 La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los aislamientos eléctricos que separan los tramos de acuerdo con la disposición 3.4 del Apéndice II de esta NOM.

7.1.4 La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los puentes eléctricos con otras tuberías y estructuras de acero de acuerdo con la disposición 3.2.3 del Apéndice II de esta NOM.

7.1.5 Protección por ánodos galvánicos o de sacrificio.- La UV debe verificar el procedimiento aplicado para diseñar el sistema de protección catódica y que los ánodos galvánicos cumplen con los requisitos de la disposición 3.3.1 del Apéndice II de esta NOM.

7.1.6 Protección por corriente impresa.- La UV debe verificar que las fuentes de corriente impresa cumplen con los requisitos de la disposición 3.3.2 del Apéndice II de esta NOM.

7.1.7 La UV debe comprobar que para proteger catódicamente a las tuberías enterradas y/o sumergidas cumplen, como mínimo, con uno de los criterios siguientes de protección catódica:

- a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada;
- b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts, cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras;
- c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) en contacto con el electrolito.

7.1.8 La UV debe comprobar que una vez instalado el sistema de protección catódica se verifique 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 del Apéndice II de esta Norma. La UV debe comprobar que con la información anterior, se elabore el perfil inicial de potenciales de polarización y mediante su análisis e interpretación se realicen los ajustes operacionales a que haya lugar en el sistema seleccionado.

7.1.9 Estaciones de prueba de control de la corrosión.- La UV debe verificar que el sistema cumple con los requisitos de la disposición 3.9.1 del Apéndice II de esta NOM.

7.2 Operación y mantenimiento

7.2.1 Cuando el sistema de protección es a base de corriente impresa con rectificador, la UV debe verificar que las fuentes de energía eléctrica son inspeccionadas cuando menos seis veces cada año calendario a intervalos que no excedan de dos meses y medio. Para tal efecto, la UV debe revisar los registros de las condiciones de operación, en donde se observe cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente eléctrica de salida. La UV debe comprobar que la frecuencia de revisión de sistemas de protección catódica automáticos, fotovoltaicos, turbogeneradores y supervisados a control remoto, se realice cuando menos una vez al año.

7.2.2 La UV debe comprobar que se verifica 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.

7.2.3 La UV debe comprobar que todas las conexiones eléctricas e interruptores de corriente eléctrica se revisan como mínimo una vez al año y, en caso de existir alguna anomalía, se debe eliminar o corregir.

7.2.4 La UV debe comprobar que los dispositivos de aislamiento eléctrico se verifiquen cuando menos una vez al año y reemplazar en caso de falla.

7.2.5 La UV debe comprobar que se realizan 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.

7.2.6 La UV debe comprobar que se efectúan las 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.

7.3. Seguridad

7.3.1 La UV debe verificar el cumplimiento de aspectos mínimos de seguridad del personal que se deben considerar en los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas de acuerdo con lo que marca la disposición 3.11 del Apéndice II de la NOM.

7.3.2 La UV debe comprobar que las medidas de seguridad aplicables al equipo, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica, consideran la posibilidad de descargas eléctricas, cortocircuito y producción de chispas debidas a arcos eléctricos de acuerdo con las disposiciones 3.11.1, 3.11.4 y 3.11.5 del Apéndice II de esta Norma.

7.3.3 La UV debe comprobar que en sistemas de protección catódica en los que se instalen ánodos en pozo profundo se incluyen 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.

7.4 Documentación.

7.4.1. La UV debe comprobar que la entidad, órgano o empresa responsable del sistema de protección catódica cuente con el historial del sistema de protección catódica y con la documentación que respalde todas las acciones realizadas desde la implementación, operación y mantenimiento del sistema de acuerdo con la disposición 3.12 del Apéndice II de esta Norma.

7.4.2 La UV debe comprobar que los registros de control de la corrosión están documentados en forma clara, concisa y metódica, donde se incluya toda la información relacionada a la operación, mantenimiento y efectividad del sistema de protección catódica de acuerdo con la disposición 3.13 del Apéndice II de esta Norma.

7.5 Verificación en campo

7.5.1 La UV debe verificar que el tipo de recubrimiento anticorrosivo aplicado tome 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.

7.5.2 La UV debe verificar que durante el manejo y almacenamiento de la tubería recubierta, ésta debe estar protegida para evitar daños físicos al recubrimiento.

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

7.5.4 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), la UV debe verificar que se aplique un recubrimiento anticorrosivo en la parte expuesta que prevenga la corrosión.

7.5.5 La UV debe verificar en los tramos de tubería principales del sistema, que las dimensiones, el aislamiento y la continuidad eléctrica cumplen con las especificaciones.

7.5.6 La UV debe verificar que los recubrimientos hayan sido inspeccionados visualmente y revisados con un detector de fallas de aislamiento con alta tensión antes de bajar la tubería en las zanjas.

7.5.7 La UV debe verificar la ubicación y el cumplimiento de especificaciones de las camas anódicas; asimismo, que los ánodos galvánicos y los ánodos inertes estén cubiertos totalmente por el material de relleno y que la conexión eléctrica con la tubería esté en buenas condiciones.

7.5.8 La UV debe verificar los perfiles de potenciales de polarización obtenidos conforme con la disposición 3.6 del Apéndice II de esta NOM.

7.5.9 La UV debe verificar que el control de instrumentos y equipos de medición asegure que siempre se tengan disponibles instrumentos y equipos en condiciones adecuadas para su uso.

7.5.10 La UV debe verificar las mediciones de las fuentes de corriente impresa conforme con la disposición 3.8.3 del Apéndice II de esta NOM.

8. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos

La UV debe realizar la revisión de información documental y la verificación en campo del programa de monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos. Dicha revisión debe considerar al menos, los aspectos siguientes:

- A.** Procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas
- B.** Clasificación y control de fugas
- C.** Programas de monitoreo de fugas y registros de resultados

8.1 Revisión de información documental

La UV debe verificar que el distribuidor cuente con la documentación completa para el monitoreo, detección, clasificación y control de fugas del sistema de distribución en su totalidad. Para llevar a cabo esta verificación la UV debe revisar, al menos los documentos siguientes:

A. Procedimientos y métodos

8.1.1 La UV debe verificar que los procedimientos y métodos documentados por el distribuidor para realizar el monitoreo y detección de fugas sean completos y adecuados para las características del sistema de distribución. Estos procedimientos deben considerar, entre otros, los aspectos siguientes:

- a) El procedimiento de control de instrumentos indicadores de gas combustible y de instrumentos de medición debe prevenir que accidentalmente sean utilizados instrumentos en malas condiciones y asegurar que siempre se tengan instrumentos buenos disponibles para su uso.
- b) El procedimiento para la capacitación y calificación del personal para realizar el monitoreo, detección, clasificación y control de fugas y la documentación que demuestre la aptitud del personal calificado.
- c) El procedimiento para la autoevaluación de la aplicación del programa de monitoreo, detección, clasificación y control de fugas, así como el registro de los resultados de la aplicación de dicha autoevaluación.
- d) El procedimiento para obtener la tendencia de los resultados de la autoevaluación. Esta tendencia debe mostrar una mejora continua en las condiciones de seguridad del sistema de distribución de gas.

8.1.1.1 La UV debe comprobar que los procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas del sistema de gas cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos y métodos cumplen, por lo menos, con las disposiciones indicadas en la tabla B.

Tabla B.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas para la evaluación de la conformidad del sistema de distribución de gas

Procedimientos y métodos	NOM-003-SECRE-2011, Apéndice III
Atención de reportes de fugas	3.1
Olores o indicaciones de combustibles	3.1.1
Recursos humanos	3.2.1
Recursos materiales	3.2.2
Indicadores de gas combustible	3.3.1
Mantenimiento de Indicadores de gas combustible	4.1
Calibración de Indicadores de gas combustible	4.2
Detección sobre la superficie del suelo	3.3.1.1
Detección debajo de la superficie del suelo	3.3.1.2
Detección por inspección visual de la vegetación	3.3.2
Detección por caída de presión	3.3.3
Detección por burbujeo	3.3.4
Detección por ultrasonido	3.3.5

B. Clasificación y control de fugas

8.1.2 La UV debe comprobar que los procedimientos para la clasificación y control de fugas del sistema de gas cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos cumplen, por lo menos, con las disposiciones indicadas en la Tabla C.

Tabla C.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos para la clasificación y control de fugas para la evaluación de la conformidad del sistema de distribución de gas

Procedimiento	NOM-003-SECRE-2011, Apéndice III
Descripción, ejemplos y criterios de acción para fugas de grado 1	5.1.1 y Tabla 2
Descripción, ejemplos y criterios de acción para fugas de grado 2	5.1.2 y Tabla 3
Descripción, ejemplos y criterios de acción para fugas de grado 3	5.1.3 y Tabla 4

C. Programas de monitoreo de fugas y registros de resultados

8.1.3 La UV debe verificar que el distribuidor cuenta con programas para realizar monitoreos de fugas con equipos detectores de gas combustible de la atmósfera en los registros y pozos de visita de estructuras subterráneas tales como sistemas de gas, electricidad, telefónico, fibra óptica, semáforos, drenaje y agua, en ranuras y fracturas del piso de calles y banquetas, y en general en todos los lugares que propicien la detección de fugas de gas. Todas las tuberías del sistema localizadas en:

- a) Clase 1, 2, 3 y 4 se deben inspeccionar al menos una vez cada dos años.
- b) En caso de que las tuberías de acero no tienen protección catódica o no se hace monitoreo del sistema de protección catódica, se deben inspeccionar al menos una vez al año.

8.1.3.1 La UV debe comprobar que los programas de monitoreo de fugas y registros de resultados para el sistema de gas cumplen con la NOM, para lo cual debe verificar que dichos procedimientos cumplen, por lo menos, con las disposiciones indicadas en la Tabla D.

Tabla D.- Resumen de requisitos mínimos de los programas de monitoreo de fugas y registros de resultados para la evaluación de la conformidad para el sistema de distribución de gas

Característica	NOM-003-SECRE-2011, Apéndice III
Registro de fugas	6.1
Registro de los monitoreos de fugas	6.2
Registro de las pruebas de caída de presión	6.2.1
Autoevaluación	6.3

8.2 Verificación en campo

La UV debe verificar en campo que los procedimientos, métodos, programas y registros establecidos en los documentos examinados en conformidad con la disposición 8.1 Revisión de información documental se aplican en el sistema de distribución, para lo cual, una vez que termine la revisión documental, la UV debe confirmar que dichos documentos se encuentran en el lugar de trabajo de las personas encargadas de aplicarlos, y que dichas personas tienen los conocimientos adecuados para aplicarlos.

9. Documentos de consulta

9.1 American Gas Association (AGA).

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

9.2 American Petroleum Institute (API).

- a) API 1104-1999, Welding of pipelines and related facilities.
- b) API 5L-2000, Specification for line pipe.
- c) API RP 5L1-1996, Recommended practice for railroad transportation of line pipe.
- d) API RP 5LW-1996, Recommended practice for transportation of line pipe on barges and marine vessels.
- e) API 6D-1994, Specification for pipe lines valves.

9.3 American Society of Mechanical Engineers (ASME).

- a) ASME B 31.8-2003, Gas transmission and distribution piping systems.
- b) ASME BPV-2001, Boiler and Pressure Vessel code, section I, section VIII division I, section VIII division 2, section IX.
- c) ASME B 16.1-1998, Cast iron pipe flanges and flanged fittings.
- d) ASME B 16.5-1996, Pipe flanges and flanged fittings.
- e) ASME B 16.9-2001, Factory made wrought steel butt welding fittings.
- f) ASME B 16.18-1984/Reaffirmed 1994, Cast copper alloy solder joint pressure fittings.
- g) ASME B 16.22-1995, Wrought copper and copper alloy solder joint pressure fittings.
- h) ASME B 16.25-1997, Butt welding ends.
- i) ASME B 16.33-1990, Manually operated metallic gas valves for use in gas piping systems up to 125 psig, size ½" - 2".

- j) ASME B 16.34-1996, Valves flanged, threaded and welding end.
- k) ASME B 16.38-1985/Reaffirmed 1994, Large metallic valves for gas distribution (manually operated NPS 2 ½" to 12", 125 psig max.)
- l) ASME B 16.40-1985/Reaffirmed 1994, Manually operated thermoplastic gas shut-offs and valves in gas distribution systems.

9.4 American Society for Testing and Materials (ASTM).

- a) ASTM B 32; Standard specification for solder metal.
- b) ASTM A 53-1996, Standard specification for pipe, steel, black and hot dipped, zinc coated welded and seamless.
- c) ASTM A 106-1995, Standard specification for seamless carbon steel pipe for high temperature service.
- d) ASTM A 333/A 333M-1994, Standard specification for seamless and welded steel pipe for low temperature service.
- e) ASTM A 381-1993, Standard specification for metal arc welded steel pipe for use with high pressure transmission systems.
- f) ASTM A 671-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for atmospheric and lower temperatures.
- g) ASTM A 672-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for high pressure service at moderate temperatures.
- h) ASTM A 691-1993, Standard specification for carbon and alloy steel pipe, electric fusion welded for high-pressure service at high temperatures.
- i) ASTM B 813, Standard specification for liquid and paste fluxes for soldering of copper and copper alloy tube.
- j) ASTM B 828, Standard practice for making capillary joints by soldering of copper and copper alloys tube and fittings.
- k) ASTM B 837-1995, Standard specification for seamless copper tube for natural gas and Liquefied Petroleum (LP) gas distribution systems.
- l) ASTM D 1988-1991 (Reapproved 1995), Standard test method for Mercaptans in natural gas using length-of-stain detector tubes.
- m) ASTM D 2513-1999, Standard specification for thermoplastic gas pressure pipe, tubing and fittings.
- n) ASTM D 2657; Standard practice for heat fusion joining of polyolefin pipe and fittings.
- o) ASTM D 3261-1997, Standard specification for butt heat fusion polyethylene (PE) plastic fittings for polyethylene (PE) plastic pipe and tubing.
- p) ASTM D 2683-1995, Standard specification for socket type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.
- q) ASTM F 905-1996, Standard practice for qualification of polyethylene saddle fusion joints.
- r) ASTM F 1055-1995, Standard specification for electrofusion type polyethylene fittings for outside diameter controlled polyethylene pipe and tubing.

9.5 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.

- a) CFR 49 DOT 192-2004, Transportation of natural gas by pipeline: Minimum safety standards.

9.6 Manufacturers standardization society of the valve and fittings industry (MSS).

- a) MSS SP-44-1996 (R 2001), Steel pipe flanges.
- b) MSS SP-75-1998, Specification for high test wrought welding fittings.

9.7 National Association of Corrosion Engineers (NACE)

- a) NACE RP 0169-1996, Standard Recommended Practice. Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems.
- b) NACE TM 0497-1997, Standard Test Method. Measurement techniques related to criteria for cathodic protection underground or submerged metallic piping systems.

9.8 SEDIGAS, S.A. Recomendación SEDIGAS RS-T-01-1991, Odorización de gases combustibles.
