

SECRETARIA DE ENERGIA

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.

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

ACUERDO A/003/2013

ACUERDO POR EL QUE LA COMISION REGULADORA DE ENERGIA ORDENA LA PUBLICACION EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION DE LAS RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS RECIBIDOS ASI COMO DE LAS MODIFICACIONES AL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-003-SECRE-2005 DISTRIBUCION DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO POR DUCTOS, PUBLICADO EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION EL 16 DE FEBRERO DE 2009.

RESULTANDO

Primero. Que, el 16 de febrero de 2009, la Comisión Reguladora de Energía (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.

Segundo. Que en la Tercera Sesión Ordinaria de 2011 del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos, celebrada el 22 de noviembre de 2011, resolvió proponer a esta Comisión para su publicación en el Diario Oficial de la Federación las respuestas a los comentarios recibidos, así como las modificaciones al proyecto de norma oficial mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2005 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

CONSIDERANDO

Primero. Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 2, fracción VI, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (la Ley de la Comisión), esta Comisión tiene por objeto, entre otros, promover el desarrollo eficiente de la distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos.

Segundo. Que el artículo 3, fracción XIV, de la Ley de la Comisión, establece que para el cumplimiento de su objeto, 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, como es el caso de las normas oficiales mexicanas.

Tercero. Que el artículo 47, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) establece que los proyectos de normas oficiales mexicanas se publicarán íntegramente en el DOF a efecto de que dentro de los siguientes 60 días naturales, los interesados presenten sus comentarios al comité consultivo nacional de normalización correspondiente.

Cuarto. Que el artículo 47, fracción III, de la LFMN establece que respecto de los proyectos de normas oficiales mexicanas, se ordenará la publicación en el DOF de las respuestas a los comentarios recibidos, así como de las modificaciones al proyecto, cuando menos 15 días naturales antes de la publicación de la norma oficial mexicana.

Quinto. Que 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, disponen que, para el cumplimiento de su objeto, esta Comisión cuenta con la atribución de llevar un registro declarativo y con fines de publicidad sobre las actividades reguladas, en el cual se inscribirán las resoluciones y acuerdos del Pleno.

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 17 y 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción VI, 3, fracciones VIII, XIV, XV, XVI, XIX y XXII, 4 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4, párrafo segundo, 9, 11, 14, fracciones I, incisos c) y e), y IV, 15, primer párrafo, y fracción III, inciso k) y 16 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 47, fracción III, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4, 16, fracciones VII, IX y X, 35, fracción I y 57, fracción I, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 7, 14, 21, 60 y 70, fracción VII, del Reglamento de Gas Natural; 1, 3, 5, segundo párrafo, 17, penúltimo párrafo, 67, fracción I, y 87 del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo; 1, 2, 6, fracción I, incisos A y C, 9, 19, 23, fracciones V, VII y XVI y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

ACUERDA

Primero. Se ordena la publicación en el Diario Oficial de la Federación 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 en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2009. Dichas respuestas y modificaciones se anexan a este Acuerdo como si a la letra se insertaren.

Segundo. Inscribise el presente Acuerdo con el número A/103/2013 en el registro a que se refieren los artículos 3, fracción XVI, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y 19, 23, fracción XVI, y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía.

México, Distrito Federal, a 17 de enero 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.

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS RESPECTO DEL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-003-SECRE-2005, DISTRIBUCION DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO POR DUCTOS, PUBLICADO EL 16 DE FEBRERO DE 2009.

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 2, fracción VI, 3, fracciones VIII, XIV, XV, XVI, XIX y XXII, 4 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4, párrafo segundo, 9, 11, 14, fracciones I, incisos c) y e) y IV, 15, primer párrafo, y fracción III, inciso k) y 16 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 47, fracción III, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4 y 16, fracciones VII, IX y X, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 7, 14, 21, 60 y 70 fracción VII, del Reglamento de Gas Natural; 1, 3, 5, segundo párrafo, 17, penúltimo párrafo, 67, fracción I y 87 del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo; 1, 2, 6, fracción I, incisos A. y C., 9, 19, 23, fracciones V, VII y XVI, y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, publica 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 en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2009.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
0. Introducción ... De conformidad con la NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida, en su Tabla 21 "Reglas para la escritura de los números y su signo decimal, se señala: "El signo decimal debe ser una coma sobre la línea (,). Si la magnitud de un número es menor que la unidad, el signo decimal debe ser precedido por un cero.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Se propone omitir este párrafo ya que no tiene relación con la introducción y se trata de una precisión sobre la escritura de números, según la norma correspondiente. GDF SUEZ y MaxiGas. Se propone omitir este párrafo ya que no tiene relación con la introducción y se trata de una precisión sobre la escritura de números, según la norma correspondiente.	Procede. Se procederá a eliminar la referencia de esta norma en dicho apartado.
3. Referencias Listado de normas oficiales mexicanas indispensables en su consulta para la aplicación de la presente norma: NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural. NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones de Aprovechamiento de Gas Natural. NOM-007-SECRE-1999, Transporte de Gas Natural. NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o LP 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-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal de México Propone agregar a la lista de referencias la siguiente norma: Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización).	Procede. Con la aclaración de que en el listado de normas oficiales mexicanas indispensables en su consulta para la aplicación de la presente norma únicamente se listan las normas que se mencionan en su cuerpo. La solicitud de desahoga agregando la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización), en el apartado de bibliografía. Queda como sigue: NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización). NOM-002-SEDE-2005, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural. NOM-007-SEDE-1999, 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	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.
4.15 Explosión: Reacción física y química de una mezcla combustible de gases iniciada por un proceso de combustión, seguida de la generación violenta y propagación rápida de la flama y de una onda de presión confinada, misma que al ser liberada produce daños al recipiente, estructura o elemento en el que se encontraba contenida dicha mezcla.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: 4.15 Explosión: Reacción física y química de una mezcla explosiva de gases iniciada por un proceso de combustión, seguida de la generación violenta y propagación rápida de la flama y de una onda de presión confinada, misma que al ser liberada produce daños al recipiente, estructura o elemento en el que se encontraba contenida dicha mezcla. Lo anterior dado que en ningún lado se define el concepto de mezcla combustible, y el que se define es mezcla explosiva.	Procede. Se retoma la definición de la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural. Dice: 4.28 Mezcla explosiva: Combinación homogénea de aire con un combustible en estado gaseoso en concentraciones que producen la explosión de la mezcla al contacto con una fuente de ignición Debe decir: 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
4.28 Mezcla explosiva: Combinación homogénea de aire con un combustible en estado gaseoso en concentraciones que producen la explosión de la mezcla al contacto con una fuente de ignición.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: 4.28 Mezcla explosiva: Combinación homogénea de aire con un combustible en estado gaseoso en concentraciones que producen la combustión al contacto con una fuente de ignición. Lo anterior dado que al emplear el término explosión de la mezcla se da por hecho que todas las mezclas explosivas explotan, sin embargo puede darse el caso que una mezcla explosiva solo genere una combustión por lo que al revisar los dos conceptos, en la definición de explosión se indica que es una reacción física y química de una mezcla combustible de gas iniciada por un proceso de combustión...	No procede. Se elimina esta definición ya que este término no se utiliza en la norma.
4. 37 Presión: Fuerza de un fluido ejercida perpendicularmente sobre una superficie.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Se propone Incluirlo antes de la definición de presión absoluta, para tener un orden lógico en las definiciones relativas a presión GDF SUEZ y MaxiGas. Se propone Incluirlo antes de la definición de presión absoluta, para tener un orden lógico en las definiciones relativas a presión.	No procede. El término presión por sí mismo no causa confusión o ambigüedad en el contexto de la norma. Se redefinen los términos presión absoluta, presión manométrica y presión de diseño con objeto de homologarlos con las NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural, y NOM -007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, a saber: Presión atmosférica: La presión que ejerce una columna de aire sobre la superficie de la tierra. Presión manométrica: La presión que ejerce un gas sobre las paredes del recipiente que lo contiene. Presión de diseño: Presión permitida de acuerdo con los procedimientos aplicables a tuberías, equipos y/o accesorios, y clase de localización.
4. 57 Válvula de seguridad: Válvula de cierre por sobre o baja presión.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: 4.57 Válvula de seguridad: Válvula de apertura o cierre por sobre o baja presión. Lo anterior ya que las válvulas de seguridad también pueden ser de apertura en el caso que esta desfogue la presión para mantener el sistema en seguridad y evitar exceder la presión de diseño en el sistema.	Procede. Queda como sigue: 4.57 Válvula de seguridad: Válvula de apertura o cierre por sobrepresión o por baja presión.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM																																																							
2. Este factor se aplica debido al método de fabricar la junta longitudinal, no debido a la dirección de la costura. Esto es evidente en las normas internacionales como el ASME B31.8 (Internacional-ver Tabla 841.115A) y CFR Title 49, Part 192 (EEUU-ver sección 192.113). Para tubería helicoidal fabricado de acuerdo con la norma API 5L, el factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E) es 1.0. (independientemente de si la costura es recta u helicoidal). 3. Este cambio causará un conflicto con la NOM-007-SECRE que aplica a sistemas para el transporte de gas natural. Hoy día, se aplican los mismos factores de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E) de acuerdo con las normas ASME B31.8 y CFR Title 49, Part 192. Un cambio similar a la NOM-007-SECRE resultará en impacto mucho más significativo al costo de sistemas de transmisión de gas natural. Además, se inhibirá la posibilidad de incorporar secciones de ducto que son parte de sistemas de transporte, a sistemas de distribución. 4. Generalmente, se considera la calidad de la tubería fabricada con costura helicoidal equivalente a tubería fabricada con costura recta. Como referencia independiente, se anexa un enlace al sitio del grupo de negocios de General Electric (GE) que provee servicios de inspección de ductos http://www.geenergy.com/prod_serv/serv/pipeline/en/about_pipelines/pipe_mfg.htm Debido a lo mencionado, se propone eliminar el cambio propuesto para asignar un factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E) específicamente para toda tubería helicoidal. El Paso Gas Transmission S. de R.L. de C.V. Con respecto al cambio propuesto para asignar un factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E) específicamente para toda tubería helicoidal: 1. Este cambio tendrá un impacto de incrementar el costo de la tubería en un 20-30%, en particular la tubería de diámetros mayores de 24”, lo cual puede impactar significativamente en el costo de anillos perimetrales de los sistemas de distribución.	Se reclasifica el factor de junta longitudinal con objeto de homologarlo con la NOM -007-SECRE-2010, Transporte de gas natural. Se precisa para quedar como sigue: <table><tr><th>Especificación</th><th>Clase de tubo</th><th>Factor de junta longitudinal (E)</th></tr><tr><td rowspan="3">ASTM A53</td><td>Sin costura</td><td>1.00</td></tr><tr><td>Soldado por resistencia eléctrica</td><td>1.00</td></tr><tr><td>Soldado a tope en horno. Soldadura continua</td><td>0.60</td></tr><tr><td>ASTM A106</td><td>Sin costura</td><td>1.00</td></tr><tr><td>ASTM A135</td><td>Soldado por resistencia eléctrica</td><td>1.00</td></tr><tr><td>ASTM A139</td><td>Soldado por fusión" eléctrica</td><td>0.80</td></tr><tr><td>ASTM A211</td><td>Soldadura helicoidal</td><td>0.80</td></tr><tr><td rowspan="2">ASTM A333</td><td>Sin costura</td><td>1.00</td></tr><tr><td>Soldado por resistencia eléctrica</td><td>1.00</td></tr><tr><td>ASTM A381</td><td>Soldado con doble arco sumergido</td><td>1.00</td></tr><tr><td rowspan="3">ASTM A671</td><td>Soldadura por fusión eléctrica</td><td></td></tr><tr><td>Clases 13, 23, 33, 43 y 53</td><td>0.80</td></tr><tr><td>Clases 12, 22, 32, 42 y 52</td><td>1.00</td></tr><tr><td rowspan="3">ASTM A672</td><td>Soldadura por fusión eléctrica</td><td></td></tr><tr><td>Clases 13, 23, 33, 43 y 53</td><td>0.80</td></tr><tr><td>Clases 12, 22, 32, 42 y 52</td><td>1.00</td></tr><tr><td rowspan="5">API 5L</td><td>Sin costura</td><td>1.00</td></tr><tr><td>Soldado por resistencia eléctrica</td><td>1.00</td></tr><tr><td>Soldado por “flasheo” eléctrico</td><td>1.00</td></tr><tr><td>Soldado con arco sumergido</td><td>1.00</td></tr><tr><td>Soldado a tope en horno</td><td>0.60</td></tr></table>	Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)	ASTM A53	Sin costura	1.00	Soldado por resistencia eléctrica	1.00	Soldado a tope en horno. Soldadura continua	0.60	ASTM A106	Sin costura	1.00	ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00	ASTM A139	Soldado por fusión" eléctrica	0.80	ASTM A211	Soldadura helicoidal	0.80	ASTM A333	Sin costura	1.00	Soldado por resistencia eléctrica	1.00	ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1.00	ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica		Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00	ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica		Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00	API 5L	Sin costura	1.00	Soldado por resistencia eléctrica	1.00	Soldado por “flasheo” eléctrico	1.00	Soldado con arco sumergido	1.00	Soldado a tope en horno	0.60
Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)																																																						
ASTM A53	Sin costura	1.00																																																						
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00																																																						
	Soldado a tope en horno. Soldadura continua	0.60																																																						
ASTM A106	Sin costura	1.00																																																						
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00																																																						
ASTM A139	Soldado por fusión" eléctrica	0.80																																																						
ASTM A211	Soldadura helicoidal	0.80																																																						
ASTM A333	Sin costura	1.00																																																						
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00																																																						
ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1.00																																																						
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica																																																							
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80																																																						
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00																																																						
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica																																																							
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80																																																						
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00																																																						
API 5L	Sin costura	1.00																																																						
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00																																																						
	Soldado por “flasheo” eléctrico	1.00																																																						
	Soldado con arco sumergido	1.00																																																						
	Soldado a tope en horno	0.60																																																						

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM		
2. Este factor se aplica debido al método de fabricar la junta longitudinal, no debido a la dirección de la costura. Esto es evidente en las normas internacionales como el ASME B31.8 (Internacional-ver Tabla 841.115A) y CFR Title 49, Part 192 (EEUU-ver sección 192.113). Para tubería helicoidal fabricada de acuerdo con la norma API 5L, el factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E) es 1.0. 3. Este cambio causará un conflicto con la NOM-007-SECRE que aplica a sistemas para el transporte de gas natural. Hoy día, se aplican los mismos factores de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E) de acuerdo con las normas ASME B31.8 y CFR Title 49, Part 192. Un cambio similar a la NOM-007-SECRE resultará en un impacto mucho más significativo al costo de sistemas de transmisión de gas natural. 4. Generalmente, se considera la calidad de la tubería fabricada con costura helicoidal equivalente a tubería fabricada con costura recta. Como referencia independiente, se anexa un enlace al sitio del grupo de negocios de General Electric (GE) que provee servicios de inspección de ductos http://www.ge-energy.com/prod_serv/serv/pipeline/en/about_pipelines/pipe_mfg.htm Debido a lo antes mencionado, se propone que se elimine el cambio propuesto para asignar un factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E) específicamente para toda tubería helicoidal.	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
PEMEX-Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Texto Propuesto: Clase de Localización 1. Cualquier sección de 1609 (1 milla) que tenga 10 o menos construcciones para ocupación humana. Clase de Localización 2. Cualquier sección de 1609 m (1 milla) con más de 10 pero menos de 46 construcciones para ocupación humana. Clase de Localización 3. Cualquier sección de 1609 m (1 milla) con más de 46 construcciones para ocupación humana. Justificación: El área unitaria no se especifica. De acuerdo a ASME B31.8 2007 párrafo 840.22, en las clases de localización 1,2 y 3, se indica que la sección deberá ser de 1609 m (1 milla), pero no como área unitaria.	No procede. El área que se utiliza para determinar la clase de localización es la misma que se utiliza en la NOM-007-SECRE-2010, En la normatividad mexicana se define a esta área como área unitaria. Asimismo, no se requiere un procedimiento para contar los edificios o identificar la infraestructura que queda comprendida dentro del área unitaria.		

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM								
En la norma no se indica el procedimiento para determinar el número de construcciones para ocupación humana, éste debe incluirse en la norma de acuerdo a como se indica en ASME B31.8 2007 párrafos 840.2, 840.21 (a), (b) y (c). (a) Para determinar el número de edificios destinados a la ocupación humana, para un gasoducto en tierra, trácese una zona de 400 m (1/4 de milla) de ancho a lo largo de la ruta del ducto, con el ducto en el eje central de esta zona, y divida el gasoducto en secciones aleatorias de 1609 m (1 milla) de longitud de manera que las longitudes individuales vayan a incluir el máximo número de edificios destinados a la ocupación humana. Cuente el número de edificios destinados a la ocupación humana en cada zona de 1 milla. Para este propósito, cada unidad de vivienda separada, en un edificio de vivienda múltiple se contará como un edificio separado destinado a la ocupación humana.									
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Se propone cambiar los siguientes valores de la tabla: <table><tr><td>Tubería sin identificación con diámetro mayor de 101 mm</td><td>0,60</td></tr><tr><td>Tubería sin identificación con diámetro menor de 101 mm</td><td>0,80</td></tr></table> Lo anterior, debido a que el coeficiente más conservador debe ser para la tubería de mayor diámetro; es decir, 0,60 para la tubería de diámetro mayor de 101 mm y 0,80 para la menor de 101 mm. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Se propone cambiar los siguientes valores de la tabla: <table><tr><td>Tubería sin identificación con diámetro mayor de 101 mm</td><td>0,60</td></tr><tr><td>Tubería sin identificación con diámetro menor de 101 mm</td><td>0,80</td></tr></table> Lo anterior, debido a que el coeficiente más conservador debe ser para la tubería de mayor diámetro; es decir, 0,60 para la tubería de diámetro mayor de 101 mm y 0,80 para la menor de 101 mm.	Tubería sin identificación con diámetro mayor de 101 mm	0,60	Tubería sin identificación con diámetro menor de 101 mm	0,80	Tubería sin identificación con diámetro mayor de 101 mm	0,60	Tubería sin identificación con diámetro menor de 101 mm	0,80	No procede. La CFR Título 49, Parte 192 (Sección 192.113) establece que cuando el tipo de la junta longitudinal no pueda ser determinado, el factor de eficiencia no debe exceder un valor de 0.8 para tuberías arriba de 101 mm de diámetro y 0.6 para tuberías con diámetro de 101 mm o inferiores.
Tubería sin identificación con diámetro mayor de 101 mm	0,60								
Tubería sin identificación con diámetro menor de 101 mm	0,80								
Tubería sin identificación con diámetro mayor de 101 mm	0,60								
Tubería sin identificación con diámetro menor de 101 mm	0,80								

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5.1.1.4 Cada componente de una tubería debe de resistir las presiones de operación 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 operación y otras cargas previstas.	Procede. Dice: 5.1.1.4 Cada componente de una tubería debe de resistir las presiones de <u>operación</u> y otros esfuerzos previstos sin que se afecte su capacidad de servicio. Debe Decir: 5.1.1.4 Cada componente de una tubería debe de resistir las presiones de <u>diseño</u> y otros esfuerzos previstos sin que se afecte su capacidad de servicio. Se agrega el numeral 5.1.1.1, al texto correspondiente para quedar como sigue: 5.1.1.5 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:
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: 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. Lo anterior ya que en la definición de Presión de diseño, se indica que la Presión de diseño debe ser mayor o igual a la MPOP, por lo que al solicitar que los componentes resistan la presión de diseño, estamos asegurándonos que el componente también soportará la MPOP y a su vez la Presión de operación que es a la que opera normalmente y en ningún caso será mayor a la MPOP.	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 temperatura de 296 K; 311 K; 322 K o 333 K. Para gas LP se debe aplicar el valor determinado a 333 K; t Espesor de la tubería en milímetros; D Diámetro exterior de la tubería en milímetros, y SDR Relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: Sh resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una temperatura de 353 K. Lo anterior debido a que en la NMX-E-043-SCFI-2002 en el inciso 6.2.2.3 dice que esta prueba se debe realizar a una temperatura de $353\text{ K} \pm 2\text{ K}$ ($80^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$)	No procede. Efectivamente la norma NMX-E-043-SCFI-2002 marca la temperatura de 353 K pero tienen un propósito de prueba de ensayo del producto y en la presente norma se tiene un propósito de diseño. Por otra parte, la CFR Título 49, Parte 192 (Secciones 192.121 y 192.123) cita las 4 diferentes temperaturas citadas por este proyecto de norma, además de que en ASTM D2837 se encuentran valores para diferentes temperaturas y en el PPI TR-3 (Sección F.4) establece la determinación y validación de las bases de diseño hidrostático para tubería de polietileno en donde se validan valores para varias temperaturas. Se precisa la definición como sigue: Dice: Sh: resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una <u>temperaturas</u>: 296 K; 311 K; 322 K o 333 K,. Para gas LP se debe aplicar el valor determinado a 333 K; Debe decir: Sh: resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una <u>de las siguientes</u> temperaturas: 296 K; 311 K; 322 K o 333 K, <u>la cual debe ser la inmediata superior a la temperatura operativa del gasoducto</u>. Para gas LP se debe aplicar el valor determinado a 333 K;
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 resistencia hidrostática a largo plazo (S_H) que se aplicó en la fórmula del inciso 5.2.2 para calcular la presión de diseño. En ningún caso puede exceder 333 K.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: 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	Procede: Independientemente de la temperatura que fija la norma NMX-E-043-SCFI-2002 para las presiones de ensayo, ya que la I PPI TR-3 (Sección de notas para el lector) establece como temperatura máxima 93°C (366 K) y se considera adecuado no llegar a esa temperatura y limitarlo a 353 K (80°C) teniendo presente que el presente proyecto de norma es para distribución de gas natural y gas LP y los ductos de polietileno no se esperaría que trabajaran a temperaturas mayores.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
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 (S_h) que se aplicó en la fórmula del inciso 5.2.2 para calcular la presión de diseño. En ningún caso puede exceder 353 K. Lo anterior dado que el valor de 333K es inconsistente con NMX-E-043-SCFI-2002 en el inciso 6.2.2.3 dice que esta prueba se debe realizar a una temperatura de $353\text{ K} \pm 2\text{ K}$ ($80^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$).	Dice: 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 resistencia hidrostática a largo plazo (S_h) que se aplicó en la fórmula del inciso 5.2.2 para calcular la presión de diseño. En ningún caso puede exceder <u>333-K</u> Debe decir: 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 (S_h) que se aplicó en la fórmula del inciso 5.1.2.2 para calcular la presión de diseño. En ningún caso puede exceder <u>353 K</u>.
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 tuberías principales y ramales deben tener un espesor mínimo de 1,65 mm.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: 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 tuberías principales y ramales deben tener un espesor mínimo de 1,14 mm. Lo anterior ya que si se mantiene el valor de 1,65 mm se debería usar tubería de cobre tipo K para las diámetros menores a 2", según la NMX-W-018-SCFI-2006, el error fue haber tomado la versión anterior de esta norma en la que los valores de los espesores del tipo K y L eran iguales.	Procede: La "CFR 192" (Apartado 125) establece que para las líneas principales, el espesor mínimo debe ser 1.65 mm y para los ramales presenta una tabla que muestra los espesores nominales mínimos permitidos que concuerdan con los espesores nominales para las tuberías tipo L de la NMX-W-018-SCFI-2006 a excepción del espesor para la tubería de 0.5 pulgadas la cual está 3.8% debajo del espesor que marca el CFR 192. Cabe resaltar que este documento CFR 192.125 establece que los tubos de cobre sin un recubrimiento interno resistente a corrosión no puede ser usado para transportar gas que tenga un contenido promedio de más de 0.3 granos/100 scf (5.06 ppm) de H₂S en volumen @ 15.6 OC y 1 101.33 kPa pero en promedio el gas natural en México tiene un promedio inferior a 3 ppm. Dice: 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 tuberías principales <u>y ramales</u> deben tener un espesor mínimo de 1,65 mm

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	Debe decir: 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 <u>que son las que sirven como suministro común a más de un ramal</u> deben tener un espesor mínimo de 1,65 mm. b) <u>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.</u>
5.1.4.3 La presión normal de la tubería no deberá superar los 34,5 kPa (5 psi) y no se podrá superar en ningún caso los 44,8 kPa (6,5 psi).	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: 5.1.4.3 La presión normal de la tubería no deberá superar los 44,8 kPa (6,5 psi). Esto debido a que es redundante mencionar que la tubería no debe superar dos valores de presión. Sugieren que se indique únicamente el valor más alto (44.8 kPa). GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.1.4.3 La presión normal de la tubería no deberá superar los 44,8 kPa (6,5 psi). Esto debido a que es redundante mencionar que la tubería no debe superar dos valores de presión. Sugieren que se indique únicamente el valor más alto (44.8 kPa). Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto Propuesto: 5.1.4.3 La presión normal de la tubería no deberá superar los 34,5 kPa y no se podrá superar en ningún caso los 44,8 kPa. Se propone eliminar las unidades en psi que se encontraban entre paréntesis para que el documento mantenga el mismo formato.	Procede. La ANSI LC 1-2005/CSA 6.26 recomendada 34.5 kP como presión máxima de operación para este tipo de tuberías. Dice: 5.1.4.3 La presión normal de la tubería no deberá superar los 34,5 kPa <u>(5 psi) y no se podrá superar en ningún caso los 44,8 kPa (6,5 psi).</u> Debe decir: 5.1.4.3 La presión normal de la tubería no deberá superar los 34,5 kPa. 5.1.4.4 <u>El diámetro interior de la tubería no debe exceder de 31,75 mm (1¼ pulgada).</u> (Adicionalmente al hacer esta corrección se hace otra corrección más en la definición de tubería CSST, para mayor claridad). Dice: 4.52 Tubería CSST: Tubería <u>de acero</u> corrugada. Debe decir: 4.52 Tubería CSST: Tubería corrugada <u>de acero inoxidable.</u>

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5.1.5.1 Los tubos multicapa 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. Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.1.5.1 Los tubos multicapa 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 o con la práctica internacionalmente reconocida aplicable. Lo anterior debido a que particularmente para este material existe mayor referencia normativa internacional, por lo que se sugiere darle el mismo peso que a las normas vigentes nacionales. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.1.5.1 Los tubos multicapa 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 o con la práctica internacionalmente reconocida aplicable. Lo anterior debido a que particularmente para este material existe mayor referencia normativa internacional, por lo que se sugiere darle el mismo peso que a las normas vigentes nacionales.	No procede. Toda vez que ya se emitieron las normas mexicanas 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 que debe surtir validez antes que las prácticas internacionales y NMX-X-044-SCFI-2008, Industria del gas-Tubos multicapa de policloruro de vinilo clorado-aluminio-policloruro de vinilo clorado para la conducción de gas natural (gn) y gas licuado de petróleo (glp)-Especificaciones y métodos de prueba. Lo anterior sin menoscabo de lo establecido en el artículo 49 de la Ley Federal sobre Meteorología y Normalización relativo al uso de tecnologías alternativas para cumplir normas oficiales mexicanas. Se precisa como sigue: Dice: 5.1.5.1 Los tubos multicapa 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. Debe decir: <u>5.1.5.1 La tubería multicapa PE-AL-PE a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007.</u> <u>5.1.5.2 La tubería multicapa PE-AL-PE no deben superar una presión de trabajo de 689 kPa (100 psi).</u> Se insertan las disposiciones siguientes: 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).

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5.1.5.2 La tubería multicapa se podrá instalar solamente después de la válvula de acometida y hasta antes de la entrada a los medidores.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.1.5.2 La tubería multicapa se podrá instalar solamente después de la válvula de acometida y hasta la entrada a los medidores. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.1.5.2 La tubería multicapa se podrá instalar solamente después de la válvula de acometida y hasta la entrada a los medidores.	Procede. Dice: 5.1.5.2 La tubería multicapa se podrá instalar solamente <u>después de la válvula de acometida y hasta antes de la entrada a los medidores.</u> Debe decir: 5.1.5.2 La tubería multicapa <u>sólo se podrá instalar entre la válvula de la acometida y el medidor.</u> Se inserta la disposición siguiente: 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 operación del mismo.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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.	Procede. Dice: 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 operación del mismo.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
La coma que se colocó después de “y en lo no previsto por esta” crea confusión y se puede prestar a mala interpretación del párrafo. Mantener sus propiedades físicas y químicas a la presión y temperatura de operación por diseño, ya que al cumplir con las condiciones de diseño, se está cumpliendo con las de la operación.	Debe decir: 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 <u>de diseño</u> 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 interna del gas 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.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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. Se cambió “presión interna del gas” por “presión de diseño” para ser consistentes en la redacción y debido a que no se define en esta norma el concepto de presión interna.	Procede. Dice: 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 interna del gas 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. Debe decir: 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 <u>de diseño</u> 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
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.	
Gas Natural México, S. A. de C. V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: 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 diseño 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 diseño del sistema. Durante la prueba la válvula debe cumplir con las especificaciones del fabricante, Lo anterior dado que en la definición de Presión de diseño, se indica que la Presión de diseño debe ser mayor o igual a la MPOP, por lo que al solicitar que los componentes resistan la presión de diseño, estamos asegurándonos que el componente también soportará la MPOP y a su vez la Presión de operación que es a la que opera normalmente y en ningún caso será mayor a la MPOP.	No procede. Las pruebas están basadas normalmente en la presión de operación. No necesariamente tienen que ser basadas en la presión de diseño, de hecho por eso el factor de seguridad de 1.5, además de que en el diseño también se incluye normalmente un factor de seguridad. De hecho, las normas más importantes para sistemas de tubería para transporte de gas natural, como lo es el CFR 192.145, así lo consideran.
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.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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. Las válvulas deben ser de cierre rápido y herméticas. Lo anterior debido a que falta especificar el tipo de válvula que se debe emplear, así como se especifica en las válvulas de PE 5.2.3.2.1.	No procede. Las normas más importantes para sistemas de tubería para transporte de gas natural (CFR 192.145 y ASME B 31.8) no hacen mayor hincapié para el tipo de válvulas utilizadas en tuberías de cobre y respecto a la hermeticidad. Esta Norma incluye disposiciones para asegurar el funcionamiento correcto de válvulas como de otros materiales o equipos utilizados en la construcción de sistemas de distribución.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5.2.5 Accesorios para CSST 5.2.5.1 Conexiones de CSST ... 5.2.5.2 Las válvulas que se utilicen en tuberías de CSST deben cumplir con la norma aplicable.	
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal Texto propuesto: 5.2.5.2 Las válvulas que se utilicen en tuberías CSST deben cumplir con la norma mexicana NMX-X-031-1983 o la que la sustituya.	Procede. Se actualiza la norma mexicana. Dice: 5.2.5.2 Las válvulas que se utilicen en tuberías de CSST deben cumplir con la norma <u>aplicable</u> . Debe decir: 5.2.5.2 Las válvulas a utilizar en tuberías de CSST deberán cumplir con la <u>norma NMX-X-031-2005, Industria del gas – válvulas de paso –especificaciones y métodos de prueba</u> .
5.2.6.1 Las conexiones de tubería multicapa 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.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.2.6.1 Las conexiones de tubería multicapa deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia o con la práctica internacionalmente reconocida aplicable. Lo anterior debido a que particularmente para este material existe mayor referencia normativa internacional, por lo que se sugiere darle el mismo peso que a las normas vigentes nacionales. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.2.6.1 Las conexiones de tubería multicapa deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en las normas vigentes en México con relación a esta materia o con la práctica internacionalmente reconocida aplicable.	No procede. Toda vez que ya se emitieron las norma mexicana 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 que debe surtir validez antes que las prácticas internacionales y la NMX-X-044-SCFI-2008, Industria del gas-Tubos multicapa de policloruro de vinilo clorado–aluminio-policloruro de vinilo clorado para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP)-Especificaciones y métodos de prueba. Se precisa como sigue: Dice: 5.2.6.1 Las conexiones de tubería multicapa 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Lo anterior debido a que particularmente para este material existe mayor referencia normativa internacional, por lo que se sugiere darle el mismo peso que a las normas vigentes nacionales.	Debe decir: 5.2.6.1 Las conexiones <u>a utilizar en tubería multicapa PE-AL-PE a utilizar deberán cumplir con la norma NMX-X-021-SCFI-2007.</u> Se inserta: 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.
7. Construcción de la red de distribución. 7.1 Generalidades. 7.1.1 El distribuidor es responsable de aplicar el método adecuado para enterrar la tubería cumpliendo con todas las medidas de seguridad requeridas por esta norma y por las autoridades competentes.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto. 7.1.1 El distribuidor es responsable de aplicar el método adecuado para el tendido de tubería cumpliendo con todas las medidas de seguridad requeridas por esta norma y por las autoridades competentes. Lo anterior ya que es más claro el concepto de tender la tubería que el de enterrarlo. Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal. Texto propuesto: 7.1.1 El distribuidor es responsable de aplicar el método adecuado para enterrar la tubería cumpliendo con todas las medidas de seguridad requeridas en esta norma, la norma NRF-030-PEMEX-2006 Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos, Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (Utilización) y por la autoridades competentes.	Procede. La actualización de esta norma incluyó la revisión de la NRF-030-PEMEX-2006 como de otras normas internacionales, por lo que no es necesario hacer mención de todas ellas. El cumplimiento de la norma conlleva todas las disposiciones contenida en ella, por lo que ya no es necesaria la redundancia. Dice: 7. Construcción de la red de distribución. 7.1 Generalidades. 7.1.1 El distribuidor es responsable de aplicar el método adecuado para enterrar la tubería cumpliendo con todas las medidas de seguridad requeridas por esta norma y por las autoridades competentes. Debe decir: 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
7.1.5 Señalización durante la construcción. Al realizar trabajos de construcción, mantenimiento y reparación en el sistema de distribución, o al concluir la jornada de trabajo, se deben colocar señalamientos visibles con indicaciones 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.	7.1.5 Señalización durante la construcción. Al realizar trabajos de construcción, mantenimiento y reparación en el sistema de distribución, se deben colocar <u>en todo momento</u> los señalamientos de advertencia sobre la existencia de la zanja y la tubería tendida. 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.
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 7.1.5 Señalización durante la construcción. Al realizar trabajos de construcción, mantenimiento y reparación en el sistema de distribución, <u>o al concluir la jornada de trabajo</u>, se deben colocar señalamientos visibles con indicaciones de advertencia sobre la existencia de la zanja y de la tubería de gas, en caso de que éstas se encuentren descubiertas o sin relleno. 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. Lo anterior ya que la idea de señalizar la zanja en caso de que esté sin rellenar es para prevenir el riesgo de alguna caída o daño a las instalaciones, pero en caso de que la zanja esté rellena, el riesgo se reduce.	No procede Por seguridad de los transeúntes se debe señalizar la zanja y la tubería tendida hasta que la construcción o reparación haya concluido. Se precisa como sigue: 7.1.5 Señalización durante la construcción. Al realizar trabajos de construcción, mantenimiento y reparación en el sistema de distribución, se deben colocar <u>en todo momento</u> los señalamientos de advertencia sobre la existencia de la zanja y la tubería tendida. 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.
7.2.1 Los señalamientos se deben efectuar sobre el trazo de las tuberías que trabajan a más de 689 kPa a una distancia a criterio del distribuidor y apropiada a las características de cada una de las zonas por las que atraviesa la tubería. a) Los señalamientos seleccionados no deben interferir la vialidad de vehículos y peatones, dichos señalamientos en tuberías enterradas en los cruces de carreteras o vías de ferrocarril, se deben colocar en ambos lados del cruce de la tubería; b) La compañía distribuidora debe tener planos definitivos de construcción actualizados de la red referenciados a puntos fijos de la ciudad o a sistemas de ubicación electrónica; c) Señalamientos de advertencia. Los señalamientos deben tener un fondo de color contrastante que indique lo siguiente: "Tubería de gas natural", "antes de cavar llamar al...Teléfonos, código del área, Nombre, logotipo del Distribuidor y ubicación del ducto a partir del poste".	7.2.1 Los señalamientos se deben <u>efectuar sobre el trazo de las</u> tuberías que trabajan a más de 689 kPa <u>a una distancia a criterio del distribuidor y apropiada a las características de cada una de las zonas por las que atraviesa la tubería.</u>
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: c) Señalamientos de advertencia. Los señalamientos deben tener un fondo de color contrastante que indique lo siguiente: "Tubería de gas natural", "antes de cavar llamar al...Teléfonos, código del área, Nombre, logotipo del Distribuidor".	Procede Se cambia redacción con objeto de homologarlo con la NOM -007-SECRE-2010, Transporte de gas natural. Dice: 7.2.1 Los señalamientos se deben <u>efectuar sobre el trazo de las</u> tuberías que trabajan a más de 689 kPa <u>a una distancia a criterio del distribuidor y apropiada a las características de cada una de las zonas por las que atraviesa la tubería.</u>

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Se propone eliminar la ubicación del ducto a partir del poste ya que representa un riesgo que personas ajenas conozcan la ubicación de los ductos ya que no llamarían para el marcaje correspondiente y pueden ocasionar daños a recubrimiento, protección catódica, etc., No es conveniente indicar la ubicación del ducto, pues esto favorecerá que los usuarios del subsuelo intenten hacer sus trabajos sin avisar al distribuidor, con el riesgo que ello conlleva. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V.. Texto propuesto: c) Señalamientos de advertencia. Los señalamientos deben tener un fondo de color contrastante que indique lo siguiente: "Tubería de gas natural", "antes de cavar llamar al...Teléfonos, código del área, Nombre, logotipo del Distribuidor". Esto ya que no es conveniente indicar la ubicación del ducto, pues esto favorecerá que los usuarios del subsuelo intenten hacer sus trabajos sin avisar al distribuidor, con el riesgo que ello conlleva. Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 7.2.1 Los señalamientos se deben efectuar de manera paralela al trazo de las tuberías que trabajan a más de 689 kPa a una distancia a criterio del distribuidor y apropiada a las características de cada una de las zonas por las que atraviesa la tubería. a) Los señalamientos seleccionados no deben interferir la vialidad de vehículos y peatones, dichos señalamientos en tuberías enterradas en los cruces de carreteras o vías de ferrocarril, se deben colocar en ambos lados del cruce de la tubería; b) La compañía distribuidora debe tener planos definitivos de construcción actualizados de la red referenciados a puntos fijos de la ciudad o a sistemas de ubicación electrónica; c) Señalamientos de advertencia. Los señalamientos deben tener un fondo de color contrastante que indique lo siguiente: "Tubería de gas natural", "antes de cavar llamar al...Teléfonos, código del área, Nombre y logotipo del Distribuidor".	a) Los señalamientos <u>seleccionados</u> no deben interferir la vialidad de vehículos y peatones, <u>dichos señalamientos en tuberías enterradas en los cruces de carreteras o vías de ferrocarril, se deben colocar en ambos lados del cruce de la tubería</u>; b) La compañía distribuidora debe tener planos definitivos de construcción actualizados de la red referenciados a puntos fijos de la ciudad o a sistemas de ubicación electrónica; Debe decir:: 7.2.1 Los señalamientos <u>informativos, restrictivos y/o preventivos se deben instalar en</u> tuberías que trabajan a más de 689 kPa y. a) <u>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; y instalaciones superficiales como válvulas de seccionamiento, trampas de diablo, estaciones de recibo/entrega, regulación, medición y/o compresión.</u> b) <u>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;</u> c) <u>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 Transportista)"; "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.</u> d) <u>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</u>

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Lo anterior debido a que no se puede colocar la señalización del ducto sobre el trazo, ya que la mayoría de estos se encuentra sobre vialidad, por lo que la señalización se debe colocar de manera paralela. El proporcionar datos sobre la ubicación del ducto puede ser contraproducente, ya que puede generar mal uso de esta información.	<u>transportista, 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.</u> <u>Cuando en la franja de desarrollo existan dos o más ductos propiedad del distribuidor podrá ubicar con un solo señalamiento los ductos existentes.</u>
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal Texto Propuesto: 7.2.1 Los señalamientos informativos, restrictivos y preventivos se deben efectuar sobre el trazo de las tuberías que trabajan a más de 689 kPa en cumplimiento de lo indicado en esta norma, la norma NRF-030-PEMEX-2006 y apropiada a las características de cada una de las zonas por las que atraviesa la tubería a) Tuberías enterradas en vía pública: Estos señalamientos se deben efectuar sobre el trazo de las tuberías que trabajan a más de 689 kPa a una distancia máxima de 100 (cien) metros. Los señalamientos seleccionados no deben interferir la vialidad de vehículos y peatones, dichos señalamientos en tuberías enterradas en los cruces de carreteras o vías de ferrocarril, se deben colocar en ambos lados del cruce de la tubería. b) En caso de tuberías enterradas en localización clase 1 (uno) y 2 (dos), éstas podrán señalizarse por medio de postes de concreto o acero y con letreros alusivos al contenido de "Gas Natural" y precautorios como "No excavar o hacer fuego" y con el número telefónico de emergencias de la compañía distribuidora. La compañía distribuidora debe tener planos definitivos de construcción actualizados de la red referenciados a puntos fijos de la ciudad o a sistemas de ubicación electrónica." c) Tuberías o instalaciones superficiales deben estar señalizados de acuerdo con la NOM-026-STPS-1998 y NRF-030-PEMEX-2006 y con letreros de advertencia con las características indicadas en el inciso b. d) Señalamientos de advertencia. Se deben instalar en ambos lados de la tubería señalamientos con un fondo color contrastante que indique lo siguiente: "Tubería de alta o baja presión bajo tierra"; "no cavar", "Ancho de la franja de desarrollo del sistema (derecho de vía)", Teléfonos, código del área y nombre de la instalación para casos de emergencia" y el "nombre y logotipo del distribuidor.	Procede. Ver respuesta anterior.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
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.	
Gas Natural México, S. A. de C. V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 7.3.1.1 La separación mínima entre la tubería y cualquier estructura subterránea (servicios o tuberías de transporte de gas natural y gas licuado de petróleo), 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 el Cuadro 4 de esta Norma. Se colocan entre paréntesis algunas definiciones de estructura subterránea como en el numeral 7.3.2.1. Existe un error, ya que la “Tabla 4” se refiere a fugas de grado 3 en el apéndice III, y la información a la que se refieren estos numerales es la contenida en el “Cuadro 4”.	Procede. Se modifica la redacción con objeto de homologarla con la NOM -007-SECRE-2010, Transporte de gas natural. Dice: 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. 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 los puntos 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,

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	Debe decir: <u>7.5 Separación de ductos con otras instalaciones</u> <u>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 con 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 7.6 de esta Norma.</u> <u>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.</u> <u>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 entre ambas entidades involucradas, donde es necesario reforzar el recubrimiento del ducto y por ningún motivo la distancia debe ser menor de 3 metros.</u>
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.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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 estructura subterránea de que se trate.	Procede. Ver respuesta anterior.

Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM	
7.4. Obra civil			
...			
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 <= 689 kPa	45	30
	Presión de operación > 689 kPa	60	45
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal		No procede.	
Se propone eliminar de la tabla los últimos dos renglones que establecen la profundidad mínima en Acometidas.		Esta previsión está relacionada con aspectos de seguridad lo que hace necesario su permanencia en el texto de la norma.	
		Sin embargo, se cambia el término acometida por el de toma de servicio.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
7.4.1.5 En caso de suelo rocoso, la zanja se debe rellenar inicialmente con una capa de 10 cm de cualquiera de los materiales siguientes: ...	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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: ... Esto debido a que el objetivo de esta capa es proteger al tubo de algún daño con el fondo de una cepa en terreno rocoso que pueda tener bordes filosos o abrasivos. En cualquier caso una capa de 5 cm de material fino es suficiente para protegerlo. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 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: ... Esto debido a que el objetivo de esta capa es proteger al tubo de algún daño con el fondo de una cepa en terreno rocoso que pueda tener bordes filosos o abrasivos. En cualquier caso una capa de 5 cm de material fino es suficiente para protegerlo.	Procede. Dice: 7.4.1.5 En caso de suelo rocoso, la zanja se debe rellenar inicialmente con una capa de <u>10 cm</u> de cualquiera de los materiales siguientes: Debe decir: 7.4.1.5 En caso de suelo rocoso, la zanja se debe rellenar, antes de colocar el tubo, con una cama de <u>5 cm</u> de cualquiera de los materiales siguientes: ...
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, rayones o cualquier otro daño que disminuya más del 10% del espesor de pared del tubo deben ser eliminados.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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.	Procede Debe decir: 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, <u>rayones</u> o cualquier otro daño que disminuya más del 10% del espesor de pared del tubo deben ser eliminados.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Lo anterior dado que el término de rayones es ambiguo, y se sugiere cambiarlo por fisuras.	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, <u>fisuras</u> 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	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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. En ocasiones es necesario instalar algún tramo de tubería de polietileno no enterrada, por lo que en estos casos es indispensable protegerla con un forro o “camisa”. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 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. En ocasiones es necesario instalar algún tramo de tubería de polietileno no enterrada, por lo que en estos casos es indispensable protegerla con un forro o “camisa”.	Procede. Dice: 7.4.2.1.2 La instalación de la tubería de polietileno <u>debe ser enterrada.</u> Debe decir: 7.4.2.1.2 La instalación de la tubería de polietileno <u>o tubería multicapa que no contenga negro de humo debe ser enterrada; o bien protegerla de la luz solar con un forro o camisa.</u>
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 la Asociación Mexicana de Gas Natural u otro organismo con capacidad técnica en la materia que cuente con una aprobación por parte de la Comisión	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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 la Asociación Mexicana de Gas Natural u otro organismo con capacidad técnica en la materia que cuente con una aprobación por parte de la Comisión y/o la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.	Procede. Dice: 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 la Asociación Mexicana de Gas Natural u otro organismo con capacidad técnica en la materia que cuente con una aprobación por parte de la Comisión.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Lo anterior debido a que la Secretaría del Trabajo y Previsión Social es una Dependencia que otorga constancias y registros tanto a organismos o agentes de capacitación externa, como a los instructores correspondientes, después de cumplir con una serie de requisitos y demostrar la competencia necesaria. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 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 la Asociación Mexicana de Gas Natural u otro organismo con capacidad técnica en la materia que cuente con una aprobación por parte de la Comisión y/o la Secretaría del Trabajo y Previsión Social. Lo anterior debido a que la Secretaría del Trabajo y Previsión Social es una Dependencia que otorga constancias y registros tanto a organismos o agentes de capacitación externa, como a los instructores correspondientes, después de cumplir con una serie de requisitos y demostrar la competencia necesaria.	Debe decir: 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 Comisión y/o la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.
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.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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. <i>La última parte del párrafo se pase a los incisos del numeral 9.8:</i> 9.8 Las tomas de servicio para edificios con múltiple de medición en azoteas deben cumplir con lo siguiente: a)... f) La aleación utilizada debe tener un punto de fusión arriba de 811 K y no debe contener más de 0,05% de fósforo.	No procede La última parte del párrafo tiene por objeto especificar características de la soldadura para tubería de cobre por lo que se encuentra en la sección adecuada, toda vez que la sección 9.8 propuesta es para las tomas de servicio para edificios con múltiple de medición sin ser particular para tuberías de cobre y sus soldaduras. Adicionalmente las normas o lineamientos internacionales por seguridad recomienda soldadura fuerte para tuberías de cobre que conducen gas natural.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Lo anterior debido a que la presión de trabajo interno para una tubería de 3/4" tipo L es de 20.5 kg/cm² (Fuente: nacobre), mientras que para la soldadura 95:5 (punto de fusión no menor a 513 K), el fabricante indica que la resistencia a la presión a temperatura ambiente es de 18 kg/cm², presiones ambas muy superiores a la presión de trabajo de las tuberías de cobre (21mbar para tomas residenciales y hasta 4 bar en tomas de servicio para edificios, principalmente). Es por ello que proponemos que la soldadura con punto de fusión de 811 K, se use únicamente en tomas de servicio para edificios (tramo de tubería entre la válvula de corte ubicada al pie del edificio y la válvula de corte antes de la colocación del regulador), esto a pesar de que las presiones de trabajo siguen siendo bastante menores a las que pueden soportar la tubería y la soldadura con un punto de fusión no menor a 513 K, como ya se explicó.	
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 410 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 410 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.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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.	Procede Dice: b) Si la presión de operación de entrada a la línea de regulación es menor o igual a <u>410 kPa</u>, 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 <u>410 kPa</u>, 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
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. Se propone tomar como criterio 689 kPa con la finalidad de ser coherente con el uso de tubería de Polietileno.	Debe decir: b) Si la presión de operación de entrada a la línea de regulación es menor o igual a <u>689 kPa</u>, 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 <u>689 kPa</u>, 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.
8.2 Registros 8.2.1 Los registros que se construyan deben ser adecuados para realizar trabajos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos y deben soportar las cargas externas a las que pueden estar sujetos.	
Secretaría de Protección Civil del Gobierno de la Ciudad de México Texto propuesto: 8.2.1 Los registros que se construyan deben ser adecuados en las dimensiones para realizar trabajos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos y deben soportar las cargas externas a las que pueden estar sujetos.	Procede. Dice: 8.2.1 Los registros que se construyan <u>deben ser adecuados</u> para realizar trabajos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos y deben soportar las cargas externas a las que pueden estar sujetos. Debe decir: 8.2.1 Los registros que se construyan deben <u>tener las dimensiones</u> adecuadas para realizar trabajos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos y deben soportar las cargas externas a las que pueden estar sujetos.
8.2.6 Los registros deben estar protegidos con una tapa que soporten las cargas externas a las que estén sujetas en condiciones habituales	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 8.2.6 Los registros deben estar protegidos con una tapa que soporte las cargas externas a las que esté sujeta en condiciones habituales. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto:	Procede. Dice: 8.2.6 Los registros deben estar protegidos con una tapa que <u>soporten</u> las cargas externas a las que estén sujetas en condiciones habituales Debe decir: 8.2.6 Los registros deben estar protegidos con una tapa que <u>soporte</u> las cargas externas a las que esté sujeta en condiciones habituales.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
8.2.6 Los registros deben estar protegidos con una tapa que soporte las cargas externas a las que esté sujeta en condiciones habituales.	
Texto actual: 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	
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal Texto propuesto: 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. El distribuidor debe realizar pruebas de funcionamiento correcto de las válvulas de seccionamiento y control ante las autoridades de cada Municipio y del Gobierno Estatal cada año, el criterio de realización de pruebas debe ser a partir de los primeros cinco (5) kilómetros de sección de tubería principal que entre a cada Entidad Federativa y sus ramales, o desde donde se origine la distribución. En el año sucesivo, la revisión será en el tramo siguiente de cinco (5) kilómetros.	No procede. La vigilancia para el cumplimiento de esta norma es materia federal, atribución que recae en la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, así como la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. El instrumento mediante el cual un distribuidor acredita el cumplimiento de su sistema con la norma es el dictamen como lo señala la propia Ley Federal sobre Metrología y Normalización y la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Por lo que en caso de ser necesario, el distribuidor lo debe mostrar a las autoridades que así lo requieran, en el ámbito de sus atribuciones.
Texto actual: 8.4.1 Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios deben cumplir con lo dispuesto por la LFMN, para los medidores de desplazamiento positivo deberá cumplir 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.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 8.4.1 Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios deben cumplir con lo estipulado por la LFMN, los medidores de desplazamiento positivo deberán 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.	No procede. El vocablo que se utiliza en la norma es cumplir. Se elimina la parte concerniente a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, ya que es un ordenamiento legal superior a esta norma y no tiene sentido reiterar lo que es de cumplimiento obligatorio en dicha ley.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 8.4.1 Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios deben cumplir con lo estipulado por la LFMN, los medidores de desplazamiento positivo deberán 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.	Se precisa como sigue: Dice: 8.4.1 Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios deben cumplir <u>con lo dispuesto por la LFMN, para los medidores de desplazamiento positivo deberá satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes establecidos en</u> las normas vigentes en México con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable. Debe decir: 8.4.1 Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios <u>deben cumplir las normas vigentes en México</u> con relación a esta materia y, a falta de éstas, con la práctica internacionalmente reconocida aplicable.
8.4.6 Los medidores que se instalen en líneas que operen a una presión de 410 kPa o mayor, 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.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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. Esto ya que la indicación solamente aplica para media o alta presión (mayor a 410 kPa). GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 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. Esto ya que la indicación solamente aplica para media o alta presión (mayor a 410 kPa).	Procede. Dice: 8.4.6 Los medidores que se instalen en líneas que operen a una presión <u>de 410 kPa o mayor</u> , 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 Debe decir: 8.4.6 Los medidores que se instalen en líneas que operen a una <u>presión mayor de 410 kPa</u> , 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM												
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													
Secretaría de Protección Civil del Gobierno de la Ciudad de México	No procede.												
	El comentario contradice lo establecido en el cuadro 4, después de su precisión.												
	<table><tr><td colspan="2">Ubicación</td><td>Excavación normal (cm)</td><td>Excavación en roca (cm)</td></tr><tr><td rowspan="2">Tomas de Servicio</td><td>Presión de operación = 689 kPa</td><td>45</td><td>30</td></tr><tr><td>Presión de operación > 689 kPa</td><td>60</td><td>45</td></tr></table>			Ubicación		Excavación normal (cm)	Excavación en roca (cm)	Tomas de Servicio	Presión de operación = 689 kPa	45	30	Presión de operación > 689 kPa	60
Ubicación		Excavación normal (cm)	Excavación en roca (cm)										
Tomas de Servicio	Presión de operación = 689 kPa	45	30										
	Presión de operación > 689 kPa	60	45										
9.2 Sólo se permite la instalación de tomas de servicio que pasen por debajo de un inmueble con un ducto que permita el desalojo de gases al exterior.													
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C.	Procede.												
	Dice:												
	9.2 Sólo se permite la instalación de tomas de servicio que pasen por debajo de un inmueble <u>con un ducto que</u> permita el desalojo de gases al exterior.												
GDF SUEZ y MaxiGas.	Debe decir:												
	9.2 Sólo se permite la instalación de tomas de servicio que pasen por debajo de un inmueble <u>si el ducto va encamisado</u> y con venteo.												

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Texto actual: 9.8 Las tomas de servicio para edificios con múltiple de medición en azoteas deben cumplir con lo siguiente: a) Se puede usar tubería de acero y/o de cobre adosada en forma visible a las paredes del edificio en posición vertical y horizontal. Por el interior de edificios se permite siempre y cuando la tubería se encuentre dentro de un conducto con venteo al exterior. ...	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: a) Se puede usar tubería de acero, multicapa (pe-al-pe) y/o de cobre adosada en forma visible a las paredes del edificio en posición vertical y horizontal. Por el interior de edificios se permite siempre y cuando la tubería se encuentre dentro de un conducto con venteo al exterior. Lo anterior dado que la tubería multicapa (pe-al-pe) ya está considerada dentro de los materiales a emplear. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: a) Se puede usar tubería de acero, multicapa (pe-al-pe) y/o de cobre adosada en forma visible a las paredes del edificio en posición vertical y horizontal. Por el interior de edificios se permite siempre y cuando la tubería se encuentre dentro de un conducto con venteo al exterior. Lo anterior dado que la tubería multicapa (pe-al-pe) ya está considerada dentro de los materiales a emplear. Gas Natural México, S.A. de C.V. Texto propuesto: 9.8 Las tomas de servicio para edificios con múltiple de medición en azoteas deben cumplir con lo siguiente: a) Se puede usar tubería de acero, multicapa y/o de cobre adosada en forma visible a las paredes del edificio en posición vertical y horizontal. Por el interior de edificios se permite siempre y cuando la tubería se encuentre dentro de un conducto con venteo al exterior. Lo anterior dado que según los criterios de los numerales 5.1.5.2 y 5.1.5.3 se puede utilizar la tubería multicapa si cumple con lo siguiente: Después de la válvula de acometida y hasta los medidores; A presiones menores a 689 kPa.	Procede. Dice: a) <u>Se puede usar tubería de acero y/o de cobre adosada en forma visible a las paredes del edificio en posición vertical y horizontal.</u> Por el interior de edificios se permite siempre y cuando la tubería se encuentre dentro de un conducto con venteo al exterior. Debe decir: a) <u>Los ductos al exterior del edificio deben ser visibles y adosados a las paredes del edificio.</u> Por el interior de edificios se permite siempre y cuando la tubería se encuentre dentro de un conducto con venteo al exterior.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
11. Pruebas 11.1 Las pruebas no destructivas para comprobar la integridad de una soldadura, se deben realizar por métodos radiográficos, que muestren los defectos que puedan afectar dicha integridad. ...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	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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. Lo anterior para aclarar que este tipo de pruebas sólo aplica para tuberías de acero. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 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. Lo anterior para aclarar que este tipo de pruebas sólo aplica para tuberías de acero. Gas Natural México, S.A. de C.V. Texto propuesto: 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.	Procede. Dice: 11.1 Las pruebas no destructivas para comprobar la integridad de una <u>soldadura</u> , se deben realizar por métodos radiográficos, que muestren los defectos que puedan afectar dicha integridad. Debe decir: 11.1 Las pruebas no destructivas para comprobar la integridad de una soldadura <u>en tubería de acero</u> se deben realizar por métodos radiográficos, que muestren los defectos que puedan afectar dicha integridad.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
... 11.3 Cuando se requieran pruebas no destructivas de las uniones soldadas, en tubería de acero, 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 Lo anterior dado que estos dos criterios sólo aplican a tuberías de acero.	
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.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 11.4 Una soldadura se aprueba cuando ha sido inspeccionada visualmente o probada de manera no destructiva, por personal calificado, de acuerdo al punto anterior y a la normatividad aplicable. Lo anterior debido a que si no se coloca "o" y se deja "y", se convierte en un requisito realizar los dos: inspección visual y prueba destructiva, esto genera que se deba calificar al personal que inspeccione visualmente dichas soldaduras y que no se apruebe la soldadura hasta no tener las dos.	No procede. La inspección visual es una inspección primaria y definitivamente no es contundente, es decir, una inspección visual por sí sola no es suficiente para aprobar una soldadura. A mayor abundamiento una acción organoléptica para determinar la calidad de la soldadura debe verse complementada con otra acción que permita conocer con certeza el estado de la soldadura.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
11.5.5 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 escala, hora y fecha en que se realizó la prueba, así como la identificación del tramo de línea y material o sistema de distribución probado.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 11.5.5 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 o escala, hora y fecha en que se realizó la prueba, así como la identificación del tramo de línea y material o sistema de distribución probado. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 11.5.5 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 o escala, hora y fecha en que se realizó la prueba, así como la identificación del tramo de línea y material o sistema de distribución probado. Gas Natural México, S.A. de C.V. Texto propuesto: 11.5.5 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 prueba y escala del equipo utilizado, hora y fecha en que se realizó la prueba, así como la identificación del tramo de línea y material o sistema de distribución probado. Lo anterior ya que hace falta especificar la cual es la presión que debe indicar, por lo que se propone especificar que la presión a indicar es la de prueba así como la escala del equipo utilizado.	Procede. La redacción original de la disposición es deficiente ya que es la única disposición que indica de manera explícita que la unidad de verificación debe estar presente y firmar como verificador ciertos documentos. Esto origina una incertidumbre ya que el resto de las disposiciones no están redactadas con esa convicción. En el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad se establecerán las condiciones generales de actuación de las unidades de verificación. Por otra parte, la Norma da por un hecho que todos los ductos van a estar instalados en clase de localización 4. Ajeno a lo anterior, la Norma omite las disposiciones para establecer la MPOP. Además esta disposición 11 Pruebas, no contempla las pruebas de hermeticidad para tuberías CSST, PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC. El ASME B31.8 establece el criterio de clasificar la prueba de hermeticidad para ductos de acero, para aquellos que operan a un esfuerzo igual o mayor a 30% de la RMC o menor a 30% de la RMC. Se precisa como sigue: Dice: [XXXX] Debe decir: 11.5 Todo ducto que conduzca gas debe someterse a una prueba de hermeticidad antes de ser puesta en servicio, incluyendo ampliaciones, reparaciones y modificaciones. 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	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 Transportista. 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; c) Para ductos ubicados en clases de localización 3 se deben probar hidrostáticamente a 1.5 veces la MPOP, d) Para ductos ubicados en clases de localización 4 se deben probar hidrostáticamente a 1.8 veces la MPOP, e) 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 1 hora. 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. 10.11 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	10.12 Todas las acometidas deberán someterse a una prueba de hermeticidad considerando lo siguiente: a) Para acometidas operadas a más de 410 kPa, se deben probar hidrostáticamente a 1.5 veces la MPOP y mantener la presión como mínimo 8 horas. b) Para acometidas en acero y operadas a 410 kPa o menos, se deben probar hidrostáticamente a 1.1 veces la MPOP y mantener la presión como mínimo 1 hora. c) Para acometidas en otros materiales y operadas a 410 kPa o menos, se deben probar hidrostáticamente a una presión máxima de 689 kPa y mantener la presión como mínimo 15 min.
11.5.6 Para tomas de servicio residencial en cobre, acero o polietileno, la prueba de hermeticidad puede no ser avalada por la Unidad de Verificación	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: 11.5.6 Para tomas de servicio residencial y comercial en cobre, acero o polietileno, la prueba de hermeticidad puede no ser avalada por la Unidad de Verificación. Gas Natural México, S.A. de C. V. Texto propuesto: 11.5.6 Para tomas de servicio residencial en cobre, acero, multicapa o polietileno, la prueba de hermeticidad puede no ser avalada por la Unidad de Verificación. Lo anterior debido a que según los criterios de los numerales 5.1.5.2 y 5.1.5.3 se puede utilizar la tubería multicapa si cumple con lo siguiente: Después de la válvula de acometida y hasta los medidores; A presiones menores a 689 kPa.	No procede. Como se indicó en la respuesta anterior la redacción original de la disposición es deficiente ya que es la única disposición que indica de manera explícita que la unidad de verificación debe estar presente y firmar como verificador ciertos documentos. Esto origina una incertidumbre ya que el resto de las disposiciones no están redactadas con esa convicción. En el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad se establecerán las condiciones generales de actuación de las unidades de verificación. Por otra parte, la unidad de verificación, de conformidad con la extensión de sistema de distribución (universo) deberá establecer su plan de verificación y seleccionar una muestra de dicho universo. A este respecto, la unidad de verificación deberá verificar la cantidad y tipo de eventos (tendido de ductos, soldaduras, pruebas de hermeticidad, etc.) a través de la inspección física o atestiguamiento y documentos o registros según corresponda. Se precisa como sigue: 11.5.5 (Eliminada) 11.5.6 (Eliminada)

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
11.7.7.2 Polietileno o Cobre a) La Tubería se debe probar durante 8 hrs de acuerdo con lo siguiente: 2 hrs a 1.5 veces la presión de operación para comprobar la resistencia del sistema y durante 6 hrs. a una presión entre 0.5 bar y 1.5 bar para comprobar su hermeticidad. c) En caso de tomas o acometidas de servicio no incluidas en la prueba de la tubería se debe probar a 1.5 la presión de operación durante el tiempo que dure la revisión de las uniones con jabonaduras.	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 11.5.7.2 Polietileno, Multicapa o Cobre a) La Tubería se debe probar durante 8 Hrs. de acuerdo con lo siguiente: 2 Hrs. a 1.5 veces la presión de operación para comprobar la resistencia del sistema y durante 6 Hrs. a una presión entre 50 kPa y 150 kPa para comprobar su hermeticidad. b) En caso de tomas o acometidas de servicio no incluidas en la prueba de la tubería se debe probar a 1.5 la presión de operación durante el tiempo que dure la revisión de las uniones con jabonaduras. Lo anterior debido a que en el numeral 11 referente a Pruebas, no se especifican las pruebas de la tubería Multicapa, y ya que las pruebas a este material deben ser similares a las del PE o Cobre se sugiere incorporar en el numeral 11.5.7.2. Se sugiere cambiar la presiones de prueba en “bar” por sus equivalentes en “kPa”.	No procede. El ASME B31.8 establece el criterio de clasificar la prueba de hermeticidad para ductos de acero, para aquellos que operan a un esfuerzo igual o mayor a 30% de la RMC o menor a 30% de la RMC. En el caso de los ductos de acero que operan a un esfuerzo menor a 30% de la RMC, se establece como mínimo una presión de prueba de 689 kPa y por 1 hora. Toda vez que la tubería de CSST, polietileno, PE-AL-PE, CPVC-AL-CPVC y cobre deben operar hasta 689 kPa, las características de la prueba de hermeticidad en vigor son disímbolas con las condiciones de las pruebas de hermeticidad para ductos de acero que operan a esfuerzos menores al 30% del RMC por lo que se considera conveniente homologarlas. Se precisa como sigue: 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.
12. Puesta en servicio Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o de cualquier ampliación, extensión o modificación del sistema, se deberá: 1. Dictaminar el sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de la sección correspondiente por una Unidad de Verificación, considerando lo establecido en los capítulos 5 al 11 de esta Norma, e 2. Integrar el dictamen, como parte de la verificación anual del punto 12.1	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 12. Puesta en servicio Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o de cualquier ampliación, extensión o modificación del sistema, se deberá: 1. 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 2. Integrar el dictamen resultante, como parte de la verificación anual del punto 12.1 Gas Natural México, S.A. de C.V. Texto propuesto: 12. Puesta en servicio. Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o de cualquier ampliación, extensión o modificación del sistema, se deberá: 1. Contar al menos con el Acta Circunstanciada sin No Conformidades ni Observaciones pendientes del sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de la sección correspondiente por una Unidad de Verificación, considerando lo establecido en los capítulos 5 al 11 de esta Norma, e 2. Integrar el dictamen resultante, como parte de la verificación anual del punto 12.1. Se sugiere que para la puesta en servicio del sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de la sección se pueda emplear un acta circunstanciada sin No Conformidades ni Observaciones pendientes, ya que debido a situaciones fuera del alcance del distribuidor como: la integración del dictamen, retraso en la entrega de licencias, paros vecinales, etc., se retrasa la puesta en servicio del tramo construido o pueda dar una mala imagen del distribuidor en caso de que no se reponga la vialidad en su totalidad. Con el compromiso de la entrega del dictamen por parte de la UV.	Procede: Dice: 12. Puesta en servicio Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o de cualquier ampliación, extensión o modificación del sistema, se deberá: 1. Dictaminar el sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de la sección correspondiente por una Unidad de Verificación, considerando lo establecido en los capítulos 5 al 11 de esta Norma, e 2. Integrar el dictamen, como parte de la verificación anual del punto 12.1 Debe decir: 12. Puesta en servicio Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o de cualquier ampliación, extensión o modificación del sistema, se deberá: 1. 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 2. Integrar el dictamen resultante, como parte de la verificación anual del punto 12.1 Gas Natural México, S. A. de C. V. Texto propuesto: 12. Puesta en servicio. Antes de iniciar la operación del sistema de distribución, o de cualquier ampliación, extensión o modificación del sistema, se deberá: 1. Contar al menos con el Acta Circunstanciada sin No Conformidades ni Observaciones pendientes del sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de la sección correspondiente por una Unidad de Verificación, considerando lo establecido en los capítulos 5 al 11 de esta Norma, e

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Se sugiere agregar "resultante" al número 2 del numeral 12, con la finalidad de indicar que este dictamen deberá integrarse al dictamen de la verificación anual	2. Integrar el dictamen resultante, como parte de la verificación anual del punto 12.1. Se sugiere que para la puesta en servicio del sistema de distribución, ampliación, extensión o modificación de la sección se pueda emplear un acta circunstanciada sin No Conformidades ni Observaciones pendientes, ya que debido a situaciones fuera del alcance del distribuidor como: la integración del dictamen, retraso en la entrega de licencias, paros vecinales, etc., se retrasa la puesta en servicio del tramo construido o pueda dar una mala imagen del distribuidor en caso de que no se reponga la vialidad en su totalidad. Con el compromiso de la entrega del dictamen por parte de la UV. Se sugiere agregar "resultante" al número 2 del numeral 12, con la finalidad de indicar que este dictamen deberá integrarse al dictamen de la verificación anual
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; ... d) La iluminación artificial se debe producir con lámparas y sus interruptores a prueba de explosión;	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: d) La iluminación artificial se debe producir con lámparas y sus interruptores deben ser a prueba de explosión. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: d) La iluminación artificial se debe producir con lámparas y sus interruptores deben ser a prueba de explosión.	Procede. Dice: d) La iluminación artificial se debe producir con lámparas y sus <u>interruptores a prueba</u> de explosión; Debe decir: d) La iluminación artificial se debe producir con lámparas y sus interruptores <u>deben ser a</u> prueba de explosión;

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Gas Natural México, S.A. de C.V. Texto propuesto: 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; Se sugiere colocar dos puntos “:” después de la frase “No se debe”, ya que sin estos el significado de este inciso cambia drásticamente.	
Texto actual: 13.8 Suspensión de servicio. 13.8.1 Notificación de interrupción del servicio. Cuando sea necesario suspender el servicio por razones de mantenimiento o reparaciones programadas en una línea o algún otro componente del sistema de distribución, el distribuidor se debe apegar a lo establecido en los artículos 76, 77 y 78 del Reglamento de Gas Natural y 84 fracción II del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.	
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal Texto Propuesto: 13.8.1 Notificación de interrupción del servicio. Cuando sea necesario suspender el servicio por razones de mantenimiento o reparaciones programadas en una línea o algún otro componente del sistema de distribución, el distribuidor se debe apegar a lo establecido en los artículos 76, 77 y 78 del Reglamento de Gas Natural y 37 fracciones I, II, III y IV y 38 del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.	No procede. Esta norma tiene como objeto establecer los requisitos que deben cumplir los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos en el diseño, construcción, pruebas, inspección, operación, mantenimiento y seguridad; por lo que las disposiciones de índole administrativas relativas a notificaciones por fugas, caso fortuito o de fuerza mayor y emergencia ya son reguladas mediante otros ordenamientos jurídicos de jerarquía superior a la NOM, como lo es el Reglamento de Gas Natural y por tanto no tiene sentido duplicar este tipo de obligaciones en la NOM. Se eliminan las disposiciones 13.8 y 13.9. Se mantienen las disposiciones 13.10 y 13.11 ya que indican las acciones en torno a la operación del sistema y equipo mínimo necesario que el distribuidor debe tener para hacer frente a tales circunstancias.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	Se eliminan las disposiciones 13.11.1, 13.11.2 y 13.12 ya que únicamente hacen alusión a que se deben atender las fugas de conformidad con el apéndice III, lo cual es redundante pues la Norma incluye el desarrollo de tal apéndice. Se precisa como sigue: 13.8 (Eliminada) 13.9. (Eliminada) 13.11.1 (Eliminada) 13.11.2 (Eliminada) 13.12 (Eliminada)
14. Programa de protección civil El distribuidor deberá contar con un Programa 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 programa deberá estar disponible cuando lo requiera la autoridad de protección civil. 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. El programa de protección civil consta de tres subprogramas: ...	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 14. Programa de protección civil El distribuidor deberá contar con un Programa 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 programa deberá estar disponible cuando lo requiera la autoridad de protección civil. Este programa puede complementarse o corresponder con los estudios de riesgo y programas de prevención de accidentes que se presentan ante las autoridades ambientales (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y/o Procuraduría Federal de Protección al Ambiente), siempre y cuando tengan	Procede: Dice: [...] Debe decir: 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 transporte ante la ocurrencia de una emergencia. El Plan de protección civil consta de lo siguiente:

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
concordancia con las características indicadas a continuación: Esto con el fin de no duplicar documentación y tener la posibilidad de usar la misma información cuando sea posible. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 14. Programa de protección civil El distribuidor deberá contar con un Programa 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 programa deberá estar disponible cuando lo requiera la autoridad de protección civil. Este programa puede complementarse o corresponder con los estudios de riesgo y programas de prevención de accidentes que se presentan ante las autoridades ambientales (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y/o Procuraduría Federal de Protección al Ambiente), siempre y cuando tengan concordancia con las características indicadas a continuación: Esto con el fin de no duplicar documentación y tener la posibilidad de usar la misma información cuando sea posible.	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 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.
16. Bibliografía ... 16.10.4 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). 16.10.5 NMX-W-101/1-2004, Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones de cobre soldables-Especificaciones y métodos de prueba.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Entre los numerales 16.10.4 y 16.10.5 de la bibliografía incluir: 16.10.5 NMX-X-021-SCFI-2007 Industria del gas. Tubos multicapas 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. Esto debido a que la tubería multicapa (pe-al-pe) ya está considerada dentro de los materiales a emplear.	Procede. Además se anexa la NMX-X-044-SCFI-2008, quedando el listado de la bibliografía como sigue: 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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Entre los numerales 16.10.4 y 16.10.5 de la bibliografía incluir: 16.10.5 NMX-X-021-SCFI-2007 Industria del gas. Tubos multicapas 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. Esto debido a que la tubería multicapa (pe-al-pe) ya está considerada dentro de los materiales a emplear.	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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	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. 16.10.4 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). 16.10.6 NMX-W-101/1-2004, Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones de cobre soldables-Especificaciones y métodos de prueba. 16.10.6 NMX-W-101/2-2004, Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones soldables de latón-Especificaciones y métodos de prueba.
APENDICE I ODORIZACION DEL GAS NATURAL	
Gas Natural México, S.A. de C.V. y Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Este Apéndice debe concordar con la NOM-001.	La NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural, establece las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se maneje en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución; mientras que el Apéndice I Odorización del Gas Natural, establece únicamente la obligación de odorizar el gas que se conduce en los sistemas de distribución con el objeto de que pueda ser detectado con el olfato en concentraciones de una quinta parte de su límite inferior de explosividad, ofreciendo con esto un mayor grado de seguridad en la operación de los sistemas de distribución e instalaciones de aprovechamiento. En este sentido, el Apéndice I de esta Norma es complementario a la NOM-001-SECRE-2010. Se actualiza la redacción del Apéndice I en el sentido que sea extensivo al gas licuado del petróleo.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
	Se precisa como sigue: Debe decir: Apéndice I ODORIZACION DEL GAS NATURAL Y GAS LICUADO DEL PETROLEO Se precisa: 2.2 Gas: Gas natural o gas licuado de petróleo. 1.3 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 el párrafo 3 “detección de fugas” ,del Apéndice III de esta Norma. 1.4 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 el párrafo 3 “detección de fugas” del Apéndice III de esta Norma. 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). 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.
APENDICE II CONTROL DE LA CORROSION EXTERNA EN TUBERIAS DE ACERO ENTERRADAS Y/O SUMERGIDAS ... 2.16 Junta de aislamiento: Accesorio constituido de un material aislante que se intercala en el sistema de tubería para separar eléctricamente a la tubería a proteger.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 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.	Procede. Dice: 2.16 Junta de aislamiento: Accesorio constituido de un material aislante que se intercala en el sistema de tubería para separar eléctricamente a la tubería a proteger.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 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.	Debe decir: 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.
3.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones. En caso de detectarse imperfecciones se deben eliminar las reparaciones y realizar nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 3.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones. En caso de detectarse imperfecciones se deben hacer las reparaciones y realizar nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 3.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones. En caso de detectarse imperfecciones se deben hacer las reparaciones y realizar nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación.	Procede. Dice: 3.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones. En caso de detectarse imperfecciones se deben eliminar las reparaciones y realizar nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación. Debe decir: 3.1.2 El recubrimiento anticorrosivo debe estar libre de poros o imperfecciones.
3.9 ... Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohms/cm, presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 3.9... Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 1000 ohm/cm, presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo. Lo anterior a fin de que sea concordante con la tabla1. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 3.9... Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 1000 ohm/cm, presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo. Lo anterior a fin de que sea concordante con la tabla 1.	Procede. Dice: 3.9 ... Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohms/cm, presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo. Debe decir: 3.9 ... 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 <u>1000</u> <u>Ω</u>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.
3.10 Operación, inspección y mantenimiento. Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tuberías enterrados y/o sumergidos, la entidad encargada del sistema de protección catódica debe establecer, instrumentar y cumplir con los programas de inspección y mantenimiento periódico de los elementos que conforman los sistemas de protección catódica.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto 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.	Procede. Dice: 3.10 Operación, inspección y mantenimiento. Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tuberías enterrados y/o sumergidos, la entidad encargada del sistema de protección catódica debe establecer, instrumentar y cumplir con los programas de inspección y mantenimiento periódico de los elementos que conforman los sistemas de protección catódica.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto 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.	Debe decir: 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.
APENDICE III MONITOREO, DETECCION Y CLASIFICACION DE FUGAS DE GAS NATURAL Y GAS LP EN DUCTOS	
Tabla 2. Fugas de grado 1	
EJEMPLO	CRITERIO DE ACCION
1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, se considere un peligro inmediato.	Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.
2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.	
3. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.	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.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Tabla 3. Fugas de grado 2	
EJEMPLO	CRITERIO DE ACCION
1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.	Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha en que fue reportada. Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes:
2. Se requieren tomar acciones en un plazo no mayor de 6 meses para reparar las fugas, cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:	a) Cantidad y migración del gas; b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo;
a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1. b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1. c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro. d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado. e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su Resistencia Mínima a la Cedencia, localizada en clase 3 o 4, de acuerdo con esta Norma y la fuga no se califica como grado 1. f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas. g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación.	c) Extensión del piso terminado; d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación. Las fugas grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga. El grado de peligro potencial de las fugas grado 2 puede variar ampliamente. Cuando son evaluadas de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones, para algunas fugas grado 2 se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 5 días. En cambio, para otras se puede justificar que su reparación se programe dentro de los siguientes 30 días. El responsable de programar la reparación debe cuidar las condiciones de la fuga durante el día en el cual se descubre dicha fuga. Por otro lado, la reparación de muchas fugas grado 2, puede ser programada, considerando su localización y magnitud, para realizarse con base en una rutina de mantenimiento, con inspecciones periódicas cuando sea necesario.

Promovente y comentarios presentados		Respuesta y modificación a la NOM
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Gobierno del Distrito Federal Texto Propuesto: En la Tabla 2. Fugas de grado 1, agregar los siguientes puntos:		No procede. P no se da una justificación contundente, lo que se plantea en unificar las fugas grado 1 y 2 como fugas grado 1 y reclasificar las fugas grado 3 como grado 2. Se precisa el objeto del apéndice Dice: En este Apéndice se establecen los requisitos mínimos para el monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, que deben cumplir los permisionarios de los sistemas de distribución por medio de ductos que operen en la República Mexicana. Debe decir: 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. Se elimina el numeral 7. Anexo ya que describe el procedimiento de Localización de fugas por perforación de barra y no es en sí una disposición u obligación. Se eliminan los numerales.
8. 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.	Los criterios anteriores.	
9. 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:	Los criterios anteriores.	
a) Mayor o igual de 40% (cuarenta por ciento) debajo de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1. b) Mayor o igual de 100% (cien por ciento) debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo pavimento y/o concreto, que tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1. c) Menor de 80% (ochenta por ciento) dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro. d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado. e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% (treinta por ciento) o más de su Resistencia Mínima a la Cedencia, localizada en clase 3 o 4, de acuerdo con esta Norma y la fuga no se califica como grado 1. f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas. g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación.	Los criterios anteriores.	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM		
Cambiar el contenido de la Tabla 3. Fugas de grado 2, por: <table> <tr> <td> Estas fugas requieren revisarse en intervalos cortos 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. </td><td> Estas fugas deberán ser verificadas en los días siguientes, y reparadas en un máximo de 15 días, a la fecha en que fue reportada, hasta que no haya más lecturas de explosividad. </td></tr> </table>	Estas fugas requieren revisarse en intervalos cortos 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 verificadas en los días siguientes, y reparadas en un máximo de 15 días, a la fecha en que fue reportada, hasta que no haya más lecturas de explosividad.	
Estas fugas requieren revisarse en intervalos cortos 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 verificadas en los días siguientes, y reparadas en un máximo de 15 días, a la fecha en que fue reportada, hasta que no haya más lecturas de explosividad.		
7. ANEXO ... Medidas precautorias ... f) Cuando el procedimiento de localización de fugas por sondeos se utilizan para tuberías de gas LP, se debe tomar en cuenta que dicho gas es más pesado que el aire, por lo que permanece normalmente debajo del aire, cerca del nivel de la tubería, pero cuando el suelo donde está dicha tubería tiene pendiente, el gas puede fluir hacia lugares bajos. El gas LP normalmente no se difunde rápidamente o migra lejos, por lo que la fuga usualmente se encuentra cerca de donde es detectado por el indicador de gas combustible. Si el gas se dispersa dentro de un conducto subterráneo tal como un sistema de drenaje, el gas puede viajar a grandes distancias.			
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: f) Cuando el procedimiento de localización de fugas por sondeos se utiliza para tuberías de gas LP, se debe tomar en cuenta que dicho gas es más pesado que el aire, por lo que permanece normalmente debajo del aire, cerca del nivel de la tubería, pero cuando el suelo donde está dicha tubería tiene pendiente, el	No procede. Esta propuesta es parte de un procedimiento específico para localizar fugas por sondeo. Es decir indica el cómo se hace, lo cual puede variar de distribuidor a distribuidor por el tipo de maquinaria y herramental con que se cuente. La consigna de la Norma es que el distribuidor identifique de manera general las fugas, las clasifique y por supuesto las elimine. Por lo tanto se elimina este Anexo, de acuerdo con el párrafo anterior.		

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
gas puede fluir hacia lugares bajos. El gas LP normalmente no se difunde rápidamente o migra lejos, por lo que la fuga usualmente se encuentra cerca de donde es detectado por el indicador de gas combustible. Si el gas se dispersa dentro de un conducto subterráneo tal como un sistema de drenaje, el gas puede viajar a grandes distancias. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. f) Cuando el procedimiento de localización de fugas por sondeos se utiliza para tuberías de gas LP, se debe tomar en cuenta que dicho gas es más pesado que el aire, por lo que permanece normalmente debajo del aire, cerca del nivel de la tubería, pero cuando el suelo donde está dicha tubería tiene pendiente, el gas puede fluir hacia lugares bajos. El gas LP normalmente no se difunde rápidamente o migra lejos, por lo que la fuga usualmente se encuentra cerca de donde es detectado por el indicador de gas combustible. Si el gas se dispersa dentro de un conducto subterráneo tal como un sistema de drenaje, el gas puede viajar a grandes distancias.	
APENDICE IV PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACION DE LA CONFORMIDAD. ... 2.1 Acta circunstanciada: El documento expedido en cada una de las visitas de verificación realizadas, en el cual se hará constar por lo menos: nombre, denominación o razón social del distribuidor; hora, día, mes y año, en que se inicie y en que concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del distribuidor, número y fecha del oficio de comisión que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia;	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 2.1 Acta circunstanciada: El documento expedido en cada una de las visitas de verificación realizadas, en el cual se hará constar por lo menos: nombre, denominación o razón social del distribuidor; hora, día, mes y año, en que inicie y concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del distribuidor, número y fecha del oficio de comisión que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia;	Procede. Dice: 2.1 Acta circunstanciada: El documento expedido en cada una de las visitas de verificación realizadas, en el cual se hará constar por lo menos: nombre, denominación o razón social del distribuidor; hora, día, mes y año, en que se inicie y en que concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del distribuidor, número y fecha del oficio de comisión que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia;

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 2.1 Acta circunstanciada: El documento expedido en cada una de las visitas de verificación realizadas, en el cual se hará constar por lo menos: nombre, denominación o razón social del distribuidor; hora, día, mes y año, en que inicie y concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del distribuidor, número y fecha del oficio de comisión que la motivó; nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia.	Debe decir: 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.
5. Sistema de distribución de gas. 5.1 Diseño. ... 5.1.2 La UV debe verificar los requisitos generales de diseño del sistema, de acuerdo a los puntos 5.1.1.2 a 5.1.1.6, 5.1.2.3, 5.1.3.1, 5.1.3.2, 5.1.3.3 y 6.1.1 a 6.1.3	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.1.2 La UV debe verificar los requisitos generales de diseño del sistema, de acuerdo a los puntos 5.1.1.2 a 5.1.1.6, 5.1.2.3, 5.1.3.1, 5.1.3.2, 5.1.3.3. Lo anterior debido a que los incisos 6.1.1 a 6.1.3 corresponden a materiales y equipo. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.1.2 La UV debe verificar los requisitos generales de diseño del sistema, de acuerdo a los puntos 5.1.1.2 a 5.1.1.6, 5.1.2.3, 5.1.3.1, 5.1.3.2, 5.1.3.3. Lo anterior debido a que los incisos 6.1.1 a 6.1.3 corresponden a materiales y equipo.	No procede. La norma establece las disposiciones que deben cumplir los productos, servicios o en este caso los sistemas de distribución de gas natural y de gas LP por ductos. Al establecer disposiciones adicionales en el PEC, se desvirtúa la razón de ser del propio procedimiento el cual no se emite para establecer previsiones que por su naturaleza le son propias al texto de la norma, además de que pudieran generar contradicciones, o inconsistencias con las disposiciones indicadas en la norma. A mayor abundamiento, las normas, estándares o códigos listados en las tablas de PEC en vigor fueron consideradas para establecer las disposiciones de la propia Norma. En este sentido, se ajusta el PEC con objeto de establecer previsiones relativas al proceso de la evaluación de la conformidad, es decir, particularidades relativas al proceso de verificación, frecuencias, selección de muestras, actuar de la unidad de verificación, registros y atestiguamientos en los que se base la unidad de verificación para evaluar la conformidad y los documentos generados con motivo de la misma.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5. Sistema de distribución de gas. 5.1 Diseño. ... 5.1.6 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de CSST de acuerdo a los puntos 5.2.1 y 5.2.5 5.1.7 La UV debe verificar el diseño de las Estaciones de Regulación y Estaciones de Regulación y Medición de acuerdo a los puntos 8.1.1 y 8.1.4 5.1.8 La UV debe verificar el diseño de los registros de acuerdo a los puntos 8.2.1, 8.2.6, 8.2.7 al 8.2.9 de la NOM.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Entre los numerales 5.1.6 y 5.1.8 del Apéndice IV incluir: 5.1.7 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de pe-al-pe de acuerdo a los puntos 5.2.1 y 5.2.6. Lo anterior debido a que la tubería multicapas (pe-al-pe) ya está considerada dentro de los materiales a emplear. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Entre los numerales 5.1.6 y 5.1.8 del Apéndice IV incluir: 5.1.7 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de pe-al-pe de acuerdo a los puntos 5.2.1 y 5.2.6. Lo anterior debido a que la tubería multicapas (pe-al-pe) ya está considerada dentro de los materiales a emplear.	Procede. Dice: 5.1.6 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de CSST de acuerdo a los puntos 5.2.1 y 5.2.5 5.1.7 La UV debe verificar el diseño de las Estaciones de Regulación y Estaciones de Regulación y Medición de acuerdo a los puntos 8.1.1 y 8.1.4 5.1.8 La UV debe verificar el diseño de los registros de acuerdo a los puntos 8.2.1, 8.2.6, 8.2.7 al 8.2.9 de la NOM. Debe decir: 5.1.6 La UV debe verificar los requisitos generales de los accesorios de CSST de acuerdo a los puntos 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 los puntos 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 los puntos 8.1.1 y 8.1.4 5.1.9 La UV debe verificar el diseño de los registros de acuerdo a los puntos 8.2.1, 8.2.6, 8.2.7 al 8.2.9 de la NOM.
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.2.3 La UV debe verificar que las tuberías utilizadas en el sistema cumplan de acuerdo con los puntos 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 5.1.4.5	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: 5.2.3 La UV debe verificar que las tuberías utilizadas en el sistema cumplan de acuerdo con los puntos 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. Ya que el numeral 5.1.4.5 no existe GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 5.2.3 La UV debe verificar que las tuberías utilizadas en el sistema cumplan de acuerdo con los puntos 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. Ya que el numeral 5.1.4.5 no existe.	Procede. Dice: 5.2.3 La UV debe verificar que las tuberías utilizadas en el sistema cumplan de acuerdo con los puntos 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 5.1.4.5 Debe decir: 5.2.3 La UV debe verificar que las tuberías utilizadas en el sistema cumplan de acuerdo con los puntos 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.
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.2.4 La UV debe verificar que los accesorios utilizados en el sistema de distribución cumplan de acuerdo con los puntos 5.2.2.1, 5.2.2.3, 5.2.3.1, 5.2.3.2, 5.2.4.1, 5.2.4.2 y 5.2.5. En su defecto debe revisar el certificado del fabricante.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: 5.2.4 La UV debe verificar que los accesorios utilizados en el sistema de distribución cumplan de acuerdo con los puntos 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 y 5.2.6.1. En su defecto debe revisar el certificado del fabricante. Lo anterior dado que el numeral 5.2.1 no corresponde según la secuencia indicada y el numeral 5.2.6.1 que se agrega corresponde a los accesorios de tubería multicapa (pe-al-pe). GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 5.2.4 La UV debe verificar que los accesorios utilizados en el sistema de distribución cumplan de acuerdo con los puntos 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 y 5.2.6.1. En su defecto debe revisar el certificado del fabricante. Lo anterior dado que el numeral 5.2.1 no corresponde según la secuencia indicada y el numeral 5.2.6.1 que se agrega corresponde a los accesorios de tubería multicapa (pe-al-pe).	Procede. Dice: 5.2.4 La UV debe verificar que los accesorios utilizados en el sistema de distribución cumplan de acuerdo con los puntos 5.2.2.1, 5.2.2.3, 5.2.3.1, 5.2.3.2, 5.2.4.1, 5.2.4.2 y 5.2.5. En su defecto debe revisar el certificado del fabricante. Debe decir: 5.2.4 La UV debe verificar que los accesorios utilizados en el sistema de distribución cumplan de acuerdo con los puntos 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 y 5.2.6.1. En su defecto debe revisar el certificado del fabricante.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.2.6 La UV debe verificar que los medidores utilizados deben cumplir de acuerdo a los puntos 8.4.1	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: 5.2.6 La UV debe verificar que los medidores utilizados deben cumplir de acuerdo al punto 8.4.1 GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.2.6 La UV debe verificar que los medidores utilizados deben cumplir de acuerdo al punto 8.4.1.	Procede. Dice: 5.2.6 La UV debe verificar que los medidores utilizados deben cumplir de acuerdo a los puntos 8.4.1 Debe decir: 5.2.6 La UV debe verificar que los medidores utilizados deben cumplir de acuerdo al punto 8.4.1
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.3.13 La UV debe verificar que las tomas de servicio cumplen con los puntos 9.2 a 9.9	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: 5.3.13 La UV debe verificar que las tomas de servicio cumplen con los puntos 9.2 a 9.8. Ya que el numeral 9.9 no existe. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 5.3.13 La UV debe verificar que las tomas de servicio cumplen con los puntos 9.2 a 9.8. Ya que el numeral 9.9 no existe.	Procede. Dice: 5.3.13 La UV debe verificar que las tomas de servicio cumplen con los puntos 9.2 a 9.9 Debe decir: 5.3.13 La UV debe verificar que las tomas de servicio cumplen con los puntos 9.2 a 9.8.
Texto actual: 5. Sistema de distribución de gas. ... 5.3.14 La UV debe verificar que las estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición cumplen con los puntos 8.1.2, 8.1.3 y 8.1.6 a 8.1.11	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.3.14 La UV debe verificar que las estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición cumplen con los puntos 8.1.2, 8.1.3 y 8.1.6 a 8.1.10. Ya que el numeral 8.1.11 no existe. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 5.3.14 La UV debe verificar que las estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición cumplen con los puntos 8.1.2, 8.1.3 y 8.1.6 a 8.1.10. Ya que el numeral 8.1.11 no existe.	Procede. Dice: 5.3.14 La UV debe verificar que las estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición cumplen con los puntos 8.1.2, 8.1.3 y 8.1.6 a 8.1.11 Debe decir: 5.3.14 La UV debe verificar que las estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición cumplen con los puntos 8.1.2, 8.1.3 y 8.1.6 a 8.1.10
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.4 La UV debe verificar que el sistema de telecomunicación cumple con el punto 13.4	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.4 La UV debe verificar que el sistema de telecomunicación cumple con el punto 13.6. Lo anterior dado que el numeral 13.4 no tiene relación. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 5.4.4 La UV debe verificar que el sistema de telecomunicación cumple con el punto 13.6. Lo anterior dado que el numeral 13.4 no tiene relación.	Procede: Dice: 5.4.4 La UV debe verificar que el sistema de telecomunicación cumple con el punto 13.4 Debe decir: 5.4.4 La UV debe verificar que el sistema de telecomunicación cumple con el punto 13.6.
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.5 La UV debe verificar que el programa de prevención de accidentes cumple con los puntos 13.5.1 y 13.5.2	

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.5 La UV debe verificar que el programa de prevención de accidentes cumple con los puntos 13.7.1 y 13.7.2. Lo anterior debido a que los numerales 13.5.1 y 13.5.2 no existen. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.4.5 La UV debe verificar que el programa de prevención de accidentes cumple con los puntos 13.7.1 y 13.7.2. Lo anterior debido a que los numerales 13.5.1 y 13.5.2 no existen.	Procede. Dice: 5.4.5 La UV debe verificar que el programa de prevención de accidentes cumple con los puntos 13.5.1 y 13.5.2 Debe decir: 5.4.5 La UV debe verificar que el programa de prevención de accidentes cumple con los puntos 13.7.1 y 13.7.2
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.6 La UV debe verificar que durante una suspensión de servicio se cumple con el punto 13.6.1	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.6 La UV debe verificar que durante una suspensión de servicio se cumple con el punto 13.8. Lo anterior debido a que el numeral 13.6.1 no existe. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.4.6 La UV debe verificar que durante una suspensión de servicio se cumple con el punto 13.8. Lo anterior debido a que el numeral 13.6.1 no existe.	Procede. Dice: 5.4.6 La UV debe verificar que durante una suspensión de servicio se cumple con el punto 13.6.1 Debe decir: 5.4.6 La UV debe verificar que durante una suspensión de servicio se cumple con el punto 13.8
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.7 La UV debe verificar que en casos de interrupción de trabajos de mantenimiento se cumpla con el punto 13.8	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.7 La UV debe verificar que en casos de interrupción de trabajos de mantenimiento se cumpla con el punto 13.10. Lo anterior debido a que el numeral 13.8 no tiene relación.	Procede. Dice: 5.4.7 La UV debe verificar que en casos de interrupción de trabajos de mantenimiento se cumpla con el punto 13.8

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 5.4.7 La UV debe verificar que en casos de interrupción de trabajos de mantenimiento se cumpla con el punto 13.10. Lo anterior debido a que el numeral 13.8 no tiene relación.	Debe decir: 5.4.7 La UV debe verificar que en casos de interrupción de trabajos de mantenimiento se cumpla con el punto 13.10.
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.8 La UV debe verificar que el servicio de emergencia cumpla con los puntos 13.9; 13.9.1 y 13.9.2	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.8 La UV debe verificar que el servicio de emergencia cumpla con los puntos 13.11, 13.11.1 y 13.11.2. Lo anterior debido a que los numerales 13.9, 13.9.1 y 13.9.2 no tienen relación. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V.. Texto propuesto: 5.4.8 La UV debe verificar que el servicio de emergencia cumpla con los puntos 13.11, 13.11.1 y 13.11.2. Lo anterior debido a que los numerales 13.9, 13.9.1 y 13.9.2 no tienen relación.	Procede. Dice: 5.4.8 La UV debe verificar que el servicio de emergencia cumpla con los puntos 13.9; 13.9.1 y 13.9.2 Debe decir: 4.8 La UV debe verificar que el servicio de emergencia cumpla con los puntos 13.11, 13.11.1 y 13.11.2.
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.10 La UV debe verificar que el mantenimiento de reguladores se lleve conforme al punto 13.11	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.10 La UV debe verificar que el mantenimiento de reguladores se lleve conforme al punto 13.13. Lo anterior debido a que el numeral 13.11 no tiene relación. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto:	Procede. Dice: 5.4.10 La UV debe verificar que el mantenimiento de reguladores se lleve conforme al punto 13.11 Debe decir. 5.4.10 La UV debe verificar que el mantenimiento de reguladores se lleve conforme al punto 13.13.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5.4.10 La UV debe verificar que el mantenimiento de reguladores se lleve conforme al punto 13.13. Lo anterior debido a que el numeral 13.11 no tiene relación.	
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.11 La UV debe verificar que el mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición se lleve conforme al punto 13.12	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.11 La UV debe verificar que el mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición se lleve conforme al punto 13.14. Lo anterior debido a que el numeral 13.12 no tiene relación. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.4.11 La UV debe verificar que el mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición se lleve conforme al punto 13.14. Lo anterior debido a que el numeral 13.12 no tiene relación.	Procede Dice: 5.4.11 La UV debe verificar que el mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición se lleve conforme al punto 13.12 Debe decir: 5.4.11 La UV debe verificar que el mantenimiento de estaciones de regulación y de regulación y medición se lleve conforme al punto 13.14.
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.12 La UV debe verificar que el mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento se lleve a cabo conforme al punto 13.13	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.12 La UV debe verificar que el mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento se lleve a cabo conforme al punto 13.15. Lo anterior debido a que el numeral 13.13 no tiene relación. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.4.12 La UV debe verificar que el mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento se lleve a cabo conforme al punto 13.15. Lo anterior debido a que el numeral 13.13 no tiene relación.	Procede. Dice: 5.4.12 La UV debe verificar que el mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento se lleve a cabo conforme al punto 13.13 Debe decir: 5.4.12 La UV debe verificar que el mantenimiento de registros y válvulas de seccionamiento se lleve a cabo conforme al punto 13.15.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.13 La UV debe verificar que la desactivación de tuberías se lleve a cabo conforme al punto 13.14	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.13 La UV debe verificar que la desactivación de tuberías se lleve a cabo conforme al punto 13.16. Lo anterior debido a que el numeral 13.14 no tiene relación. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: 5.4.13 La UV debe verificar que la desactivación de tuberías se lleve a cabo conforme al punto 13.16. Lo anterior debido a que el numeral 13.14 no tiene relación.	Procede: Dice: 5.4.13 La UV debe verificar que la desactivación de tuberías se lleve a cabo conforme al punto 13.14 Debe decir: 5.4.13 La UV debe verificar que la desactivación de tuberías se lleve a cabo conforme al punto 13.16.
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.14 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por aumento de presión sea de acuerdo al punto 13.15.1 y 13.15.2.1	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.14 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por aumento de presión sea de acuerdo al punto 13.17.2.1. Lo anterior debido a que los numerales 13.15.1 y 13.15.2.1 no existen. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.4.14 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por aumento de presión sea de acuerdo al punto 13.17.2.1. Lo anterior debido a que los numerales 13.15.1 y 13.15.2.1 no existen.	Procede: Dice: 5.4.14 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por aumento de presión sea de acuerdo al punto 13.15.1 y 13.15.2.1 Debe decir: 5.4.14 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por aumento de presión sea de acuerdo al punto 13.17.2.1.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
5. Sistema de distribución de gas. ... 5.4.15 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por clase de localización sea de acuerdo al punto 13.15.1 y 13.15.3.2	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C. Texto propuesto: 5.4.15 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por clase de localización sea de acuerdo al punto 13.17.2.2. Lo anterior debido a que los numerales 13.15.1 y 13.15.3.2 no existen. GDF SUEZ y MaxiGas. Texto propuesto: 5.4.15 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por clase de localización sea de acuerdo al punto 13.17.2.2. Lo anterior debido a que los numerales 13.15.1 y 13.15.3.2 no existen.	Procede: Dice: 5.4.15 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por clase de localización sea de acuerdo al punto 13.15.1 y 13.15.3.2 Debe decir: 5.4.15 La UV debe verificar que la reclasificación de tuberías por clase de localización sea de acuerdo al punto 13.17, 13.17.1, 13.17.2.2.
5. Sistema de distribución de gas. ... 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.	
Secretaría de Protección Civil del Gobierno del Distrito Federal Texto Propuesto: 5.5.1 La UV debe verificar que el distribuidor cuenta con un programa interno 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:	No procede. Es la misma redacción propuesta en el proyecto de norma.

Promovente y comentarios presentados	Respuesta y modificación a la NOM
a) Subprograma de prevención; b) Subprograma de auxilio, y c) Subprograma de recuperación.	
8. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos ... 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.	
Asociación Mexicana de Gas Natural, A. C. Texto propuesto: b) En caso de que las tuberías de acero no tengan protección catódica o no se haga monitoreo del sistema de protección catódica, se deben inspeccionar al menos una vez al año. GDF SUEZ y Consorcio MexiGas, S.A. de C.V. Texto propuesto: b) En caso de que las tuberías de acero no tengan protección catódica o no se haga monitoreo del sistema de protección catódica, se deben inspeccionar al menos una vez al año.	No procede. Se elimina el inciso 8.1.3 b), ya que no es congruente con lo expresado en el Apéndice II Párrafo 3.9 Funcionalidad del sistema. que dice: Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción.

México, D.F., a 17 de enero de 2013.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos,
Francisco José Barnés de Castro.- Rúbrica.