

SECRETARIA DE ENERGIA

NORMA Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos.

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

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-009-SECRE-2002, MONITOREO, DETECCION Y CLASIFICACION DE FUGAS DE GAS NATURAL Y GAS LP EN DUCTOS.

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 38 fracción II, 39, 40 fracciones I y XIII, y 47 fracción IV de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 16 y 33 fracciones I, IX y XII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 3 fracciones XV y XXII y 4 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4o., 9o., 14 fracción IV y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1o., 7o. y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 3, 6, 87 y 88 del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, y 3 fracción VI, 34 fracción XXII y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Primero. Que con fecha 27 de diciembre de 1999, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, publicó en el **Diario Oficial de la Federación** el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-SECRE-1999, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos, a efecto de recibir comentarios de los interesados.

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

Tercero. Que la Norma fue aprobada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos en la octava sesión ordinaria celebrada el 21 de septiembre de 2000.

Cuarto. Que con fecha 22 de octubre de 2001, se publicaron en el **Diario Oficial de la Federación** las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-009-SECRE-1999, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos.

Quinto. Que como resultado de lo expuesto en los considerandos anteriores, se concluye que se ha dado cumplimiento al procedimiento que señalan los artículos 44, 45, 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, por lo que se expide la siguiente: Norma Oficial Mexicana NOM-009-SECRE-2002, Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos.

México, D.F., a 18 de enero de 2002.- El Presidente de la Comisión Reguladora de Energía, **Dionisio Pérez-Jácome Friscione**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Javier Estrada, Rubén Flores, Raúl Necedal y Raúl Monteforte**, este último, también como Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos.- Rúbricas.

PREFACIO

En la elaboración de la presente Norma Oficial Mexicana participaron las dependencias e instituciones siguientes:

- Secretaría de Energía
- Comisión Reguladora de Energía
- Secretaría de Gobernación, Protección Civil
- Pemex Gas y Petroquímica Básica
- Instituto Mexicano del Petróleo
- Asociación Mexicana de Gas Natural A.C.

INDICE

0. Introducción
1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Detección de fugas
6. Instrumentos para detección de fugas
7. Clasificación de fugas y criterios de acción
8. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación
9. Bibliografía
10. Concordancia con normas internacionales
11. Vigilancia
12. Vigencia

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-009-SECRE-2002, MONITOREO, DETECCION Y CLASIFICACION DE FUGAS DE GAS NATURAL Y GAS LP EN DUCTOS**0. Introducción**

El gas natural y el gas Licuado de Petróleo (LP) son combustibles ampliamente utilizados en los sectores industrial, comercial, residencial y de transporte vehicular. Para suministrar dichos combustibles oportunamente y en condiciones de seguridad y eficiencia a los usuarios finales, son necesarios sistemas de transporte y distribución por ductos. Cuando el gas se fuga del ducto que lo conduce ocasiona daños al medio y se mezcla con el aire produciendo una atmósfera explosiva que representa un riesgo para las personas y sus bienes en la zona afectada por la fuga.

Por lo anterior, se debe inspeccionar periódicamente los sistemas de transporte y distribución por medio de ductos de estos gases combustibles, con el fin de detectar fugas y clasificarlas para repararlas cuando sea necesario de acuerdo con el riesgo que representan.

1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (NOM) establece 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 transporte y distribución por medio de ductos que operen en la República Mexicana.

2. Campo de aplicación

Esta NOM se aplica a los sistemas de transporte y distribución de gas natural y gas LP por medio de ductos que operen en la República Mexicana. El titular del permiso correspondiente es el responsable del cumplimiento de la NOM y demás disposiciones jurídicas aplicables.

3. Referencias

La presente Norma Oficial Mexicana se complementa con las NOM siguientes:

NOM-003-SECRE-1997 Distribución de gas natural.

NOM-007-SECRE-1999 Transporte de gas natural.

4. Definiciones

Para efectos de aplicación de esta NOM se establecen las definiciones siguientes:

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

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

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

4.4 Gas: Gas natural o gas LP, según corresponda.

4.5 Gas LP: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por propano y butano.

4.6 Gas natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.

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

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

4.9 Límites de explosividad: Los valores, superior e inferior, de la concentración en volumen de gas disperso en el aire, entre los cuales se presenta una mezcla explosiva.

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

4.11 Permisionario: El titular de un permiso de transporte o de distribución de gas natural o de gas LP por ductos, en los términos del Reglamento de Gas Natural o del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

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

4.13 Subestructura asociada con el gas: El dispositivo o estructura subterránea utilizado en una instalación de gas para alojar, entre otros, registros con válvulas, estaciones de medición y regulación, cajas de pruebas y tubos encamisados con ventilación, que no tiene como propósito almacenar, transportar o distribuir gas.

4.14 Subestructura no asociada con el gas: Las estructuras no relacionadas con el transporte o la distribución de gas, que se localizan debajo de la superficie del suelo, tales como, registros y ductos de instalaciones eléctricas, telefónicas, de señales de tráfico, de agua y drenaje, a las cuales puede migrar y/o acumularse el gas y que no tienen como propósito alojar personas.

5. Detección de fugas

Para la aplicación de esta NOM se establecen los valores de concentración de gas en porcentaje/volumen para los límites de explosividad de mezcla de gas natural y de gas LP con aire, en la tabla siguiente:

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

Límite de explosividad	Gas natural	Gas LP ⁽¹⁾
Límite Inferior de Explosividad (LIE)	5	1.9
Límite Superior de Explosividad (LSE)	15	9.5

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

5.1 Atención a reportes de fugas. El permisionario debe investigar en forma inmediata cualquier notificación o aviso de terceros en el que se reporte olor a gas, fuga, incendio o explosión que pueda involucrar a tuberías de gas u otras instalaciones. Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe clasificar inmediatamente de acuerdo con el inciso 7.1 y tomar la acción correspondiente de acuerdo con las tablas 2, 3 y 4 de esta NOM.

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

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

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

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

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

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

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

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

El permisionario puede emplear otros métodos siempre y cuando se apliquen de acuerdo con los procedimientos escritos que prueben que dichos métodos son tan eficaces como los de la lista anterior. La aplicación del método adecuado es responsabilidad del permisionario, quien debe determinar que no existe fuga o en caso de que exista, ésta se debe detectar, localizar, clasificar y controlar inmediatamente.

5.3.1 Detección con indicadores de gas combustible. El equipo para realizar esta inspección puede ser portátil o móvil. El indicador debe ser del tipo y sensibilidad adecuados, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para el método de detección de gas natural o de gas LP que se aplique en la instalación inspeccionada.

5.3.1.1 Detección sobre la superficie del suelo. Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación. Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.

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

5.3.1.2 Detección debajo de la superficie del suelo. El muestreo de la atmósfera debajo del piso se debe realizar en aberturas existentes y/o sondeos arriba y/o adyacentes a la tubería. Los pozos de muestreo se deben perforar lo más cerca posible a la tubería y lateralmente a no más de 5 metros del eje de la misma. A lo largo de la tubería los puntos de prueba se deben localizar a no más del doble de la distancia entre la tubería y la pared de edificio más cercana o 10 metros, la que sea más corta, pero en ningún caso el espaciamiento debe ser menor a 3 metros. El patrón del muestreo debe incluir puntos de prueba adyacentes a las conexiones de las líneas de servicio, acometidas a los edificios, cruzamientos de calles y conexiones de ramales. El apéndice describe el procedimiento para localizar fugas por perforación de barra.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6. Instrumentos para detección de fugas

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

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

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

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

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

7. Clasificación de fugas y criterios de acción

En este capítulo se establece el procedimiento por medio del cual las fugas son clasificadas y controladas. Cuando se detecta una fuga, el primer paso debe ser la delimitación del área afectada por la fuga; si el perímetro se extiende hacia un edificio, la inspección se debe continuar dentro del mismo. Cuando se confirma la fuga, se debe atender inmediatamente para localizarla, evaluarla y clasificarla de acuerdo con el inciso 7.1 de esta NOM.

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

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

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

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

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

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

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

Tabla 2. Fugas de grado 1

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCION
1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, se considere un peligro inmediato.	Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.
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;
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.	d) Desviación del tráfico;
	e) Eliminación de las fuentes de ignición;
	f) Ventilación del área, y
	g) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios.

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.
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:	Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes:
	a) Cantidad y migración del gas;
	b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo;

<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>d) Entre 20% (veinte por ciento) y 80% (ochenta por ciento) en un espacio confinado.</p> <p>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 ⁽¹⁾ y la fuga no se califica como grado 1.</p> <p>f) Mayor o igual de 80% (ochenta por ciento) en una subestructura asociada con el gas.</p> <p>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.</p>	<p>c) Extensión del piso terminado;</p> <p>d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (tales como la capa congelada, humedad y venteo natural), y</p> <p>e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
--	---

⁽¹⁾ NOM-003-SECRE-1997 y NOM-007-SECRE-1999.

Tabla 4. Fugas de grado 3

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCION
<p>Estas fugas requieren reevaluarse a intervalos periódicos cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del LIE, tengan los valores siguientes:</p> <p>a) Menor de 80% (ochenta por ciento) en subestructuras asociadas al gas.</p> <p>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.</p> <p>c) Menor de 20% (veinte por ciento) en un espacio confinado.</p>	<p>Estas fugas deberán ser reevaluadas en el siguiente monitoreo programado o en los 15 meses siguientes a la fecha en que fue reportada, lo que ocurra primero, hasta que la fuga sea reclasificada o no haya más lecturas.</p>

8. Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

El permisionario debe conservar la documentación que demuestre que en cada monitoreo de fugas se han considerado los resultados, conclusiones y acciones a seguir establecidas en el monitoreo anterior, lo que ha resultado en un proceso ordenado y congruente que ha contribuido a mejorar las condiciones de seguridad del sistema de transporte o distribución de gas. El permisionario debe mantener actualizada esta documentación histórica para proporcionar la información que la Comisión Reguladora de Energía o la autoridad competente le requiera para verificar que sus programas de mantenimiento cumplen con la NOM-003-SECRE-1997, Distribución de gas natural o NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural, y las normas aplicables. Esta documentación debe estar sustentada por los registros siguientes:

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

- a) La fecha de detección de la fuga, la fecha y la hora del reporte, el tiempo en que se atendió, el tiempo en que se investigó y el nombre de quién la investigó;
- b) La descripción detallada de la fuga, su localización, magnitud y grado que se le asignó;
- c) Tratándose de una fuga que deba ser reportada, la fecha y la hora del reporte telefónico a la autoridad competente y el nombre de quién lo hizo;
- d) Las fechas de las reevaluaciones antes de la reparación de la fuga y el nombre del responsable de dichas reevaluaciones;
- e) La fecha de reparación, el tiempo que llevó la reparación y el nombre del responsable de la reparación;
- f) Las fechas de revisiones posteriores a la reparación y el nombre de los responsables de dichas revisiones;
- g) El método usado para detectar la fuga (si fue reportado por terceros, el nombre y la dirección de quién reportó);
- h) La sección del sistema donde ocurrió la fuga (tubería principal, tubería de servicio, etc.);
- i) La parte del sistema en que ocurrió la fuga (tubería, válvula, conexión, estación de regulación, etc.);
- j) El material en el cual ocurrió la fuga (acero, plástico u otro);
- k) El origen de la fuga;
- l) La descripción de la tubería;
- m) El tipo de reparación efectuada;
- n) La causa de la fuga;
- o) La fecha de instalación de la tubería;
- p) Si tiene protección catódica operando, y
- q) La lectura del indicador de gas combustible.

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

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

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

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

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

- a) Programa de monitoreo de fugas. Se debe asegurar que el programa de mantenimiento del sistema cumple con la NOM-003-SECRE-1997, Distribución de gas natural o con la NOM-007-SECRE-1999 Transporte de gas natural;

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

9. Bibliografía

9.1 NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades de medida.

9.2 NMX-Z-013/1-1977, Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas.

9.3 Government of the United States of America, Code of Federal Regulations CFR; 49 Department of Transportation DOT, Part 192 "Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline", Minimum Federal Safety Standard, Subsection 192.723, 1999.

9.4 ASME B31.8, Appendix "M", Gas Transmission and Distribution Piping Systems, 1999 Edition.

9.5 SEDIGAS Detección y Clasificación de Fugas en Canalizaciones Subterráneas de Gas en Servicio.- Recomendación SEDIGAS RS-D-01, febrero 1989, España.

10. Concordancia con normas internacionales

Esta NOM no tiene concordancia con norma internacional alguna por no existir referencia en el momento de su publicación.

11. Vigilancia

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

En conformidad con el artículo 73 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión Reguladora de Energía, establecerá el procedimiento para la evaluación de la conformidad con esta Norma.

12. Vigencia

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

México, D.F., a 18 de enero de 2002.- El Presidente de la Comisión Reguladora de Energía, **Dionisio Pérez-Jácome**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Javier Estrada, Rubén Flores, Raúl Nocedal, Raúl Monteforte**, este último, también como Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos.- Rúbricas.

APENDICE

Localización de fugas por perforación de barra

Este procedimiento se aplica para localizar el lugar preciso de fuga en instalaciones subterráneas y tiene por objeto minimizar la excavación para disminuir costos y evitar pérdida de tiempo en la localización y reparación de fugas. El permisionario es responsable de aplicar el procedimiento adecuado para localizar fugas por sondeos en sus instalaciones. Con fines informativos se presenta a continuación una descripción general de este procedimiento.

a) Se debe delimitar la zona de migración del gas realizando un muestreo de la atmósfera superficial con indicadores de gas combustible. Normalmente la fuga se localiza en esta área;

b) Se deben identificar todas las tuberías de gas dentro del área delimitada y localizar las válvulas, conexiones y accesorios, porque son los lugares con mayor probabilidad de fuga. Se debe poner especial cuidado para no dañar otras instalaciones subterráneas que estén dentro del área delimitada, durante la excavación y perforación para localizar fugas;

c) Se deben buscar en el área delimitada evidencias de construcción recientes que pudieran haber dañado la tubería de gas provocando la fuga. Se debe tomar en cuenta que el gas también puede migrar y ventilarse a lo largo de algunas zanjas de otros servicios subterráneos;

d) Se deben hacer perforaciones equidistantes sobre la línea de gas que se sospeche tiene fuga. Todos los pozos de muestreo deben tener igual profundidad y diámetro. Las muestras de gas deben tomarse a la misma profundidad y donde sea necesario los sondeos deben bajar hasta la profundidad del tubo para obtener lecturas consistentes y útiles. Para localizar la fuga de gas se identifican los sondeos con las lecturas más altas;

e) En caso de encontrar lecturas altas en varias perforaciones adyacentes se requiere de procedimientos adicionales para determinar cuál es la lectura más cercana al probable punto de fuga. Las lecturas de algunos sondeos disminuirán con el tiempo, pero es conveniente acelerar este proceso extrayendo el exceso de gas de las perforaciones. Cuando se recupere el gas que está migrando dentro de las perforaciones se toman nuevas lecturas para determinar la perforación más cercana a la fuga. Este procedimiento se debe aplicar con precaución para evitar la distorsión del patrón de venteo;

f) Una vez identificado el lugar aproximado de la fuga, se deben hacer pozos de muestreo adicionales más profundos para determinar el lugar probable de la fuga con mayor exactitud;

g) Para determinar cuál de las perforaciones tiene el mayor flujo de gas se pueden hacer lecturas adicionales en la parte superior de ellas o usar un manómetro o solución tensoactiva que forme burbujas. Asimismo, pueden ser útiles otras indicaciones en los pozos, tales como: las partículas de polvo sopladas, el sonido o sentir en la piel el flujo del gas. En ocasiones es posible distinguir la difracción de la luz solar cuando el gas se ventea a la atmósfera;

h) Cuando el gas se localiza dentro de algún conducto subterráneo ajeno a las tuberías de gas, se deben tomar muestras en todas las aberturas que se tengan disponibles en dicho conducto para aislar la fuga de gas;

i) Cuando se logran lecturas estables del indicador de gas se determina el patrón de venteo. El sondeo con la lectura más alta normalmente será el punto exacto de la fuga, y

j) Una vez descubierta, se puede usar cualquier procedimiento para localizar la fuga en la tubería, como el burbujeo para fugas pequeñas.

Medidas precautorias

En ocasiones, situaciones especiales pueden complicar las técnicas de localización de fugas por sondeos. Estas situaciones no son comunes pero son factibles, entre otras, se citan las siguientes:

a) Puede ocurrir una fuga múltiple que ocasione información confusa. Para eliminar esta posibilidad el área afectada debe revisarse después de reparada la fuga;

b) El gas se puede acumular en alguna cavidad y dar una indicación elevada hasta que dicha cavidad es venteada;

c) Otros gases, tales como los que se forman por material orgánico en descomposición se pueden encontrar ocasionalmente, esto es característico cuando se encuentran lecturas constantes de entre 15 y 30% (treinta por ciento) de concentración gas en aire;

d) La indicación del gas en drenajes se debe considerar como gas de una fuga migrando al drenaje, hasta que sea descartado por otros medios o por análisis, y

e) 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.