

Fuente : Diario Oficial de la Federación

Fecha de publicación: 23 de Febrero de 2009

**PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA
NOM-001-SECRE-2008
ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL.**

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

FRANCISCO BARNES DE CASTRO, Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos y Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 38 fracción II, 40, 41 y 47 fracción I, 51 y 63, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 33, fracciones I y XII, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1 y 3, fracción XV, 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; 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural; 1, 2 y 3 fracción VI inciso a), 34 y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, 28, 32, 33 y 40 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

El presente Proyecto de Norma Oficial Mexicana se publica a efecto de que los interesados, dentro de los siguientes sesenta días naturales, contados a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación, presenten sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, sito en Horacio 1750, colonia Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, código postal 11510, México, Distrito Federal.

México, D.F., a 26 de enero de 2009.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, **Francisco Barnés de Castro**.- Rúbrica.

**PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-001-SECRE-2008,
ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL**

INDICE

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Unidades y condiciones de referencia
6. Especificaciones del gas natural
7. Muestreo y métodos de determinación
8. Concordancia con normas internacionales
9. Vigilancia
10. Vigencia
11. Bibliografía

Anexo 1. Procedimiento de evaluación de la conformidad

Anexo 2. Procedimiento para la determinación de la temperatura de rocío de hidrocarburos

1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (en lo sucesivo la Norma) tiene como finalidad establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se entregue en los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución de gas natural, para preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios.

2. Campo de aplicación

Esta Norma es aplicable al gas natural que se entrega en cada uno de los puntos de inyección a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, así como en cada uno de los puntos de entrega a los usuarios.

La Norma no aplica al gas natural que se conduce desde pozos y complejos procesadores, ni al gas natural licuado que se transporta por buques tanque a las terminales de almacenamiento de gas natural licuado, ni al gas natural licuado y el gas natural que se maneja en dichas terminales previamente a su inyección al sistema de transporte.

3. Referencias

NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida;

4. Definiciones

4.1. Acta circunstanciada: el documento expedido en cada una de las verificaciones realizadas, en el cual se hará constar, como mínimo: nombre, denominación o razón social del permisionario; 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 permisionario, 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;

4.2. Almacenamiento: la actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas natural, cuando el gas natural sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos;

4.3. Calibración: conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre los valores de una magnitud indicados por un instrumento o sistema de medición, o los valores representados por una medida materializada o un material de referencia y los valores correspondientes de dicha magnitud realizados por los patrones de referencia;

4.4. Comisión: la Comisión Reguladora de Energía;

4.5. Componentes del gas natural: Se consideran componentes del gas natural los siguientes:

4.5.1. Componente principal: metano;

4.5.2. Componentes secundarios: etano, propano, butanos, pentanos y otros hidrocarburos;

4.5.3. Inertes: nitrógeno y bióxido de carbono;

4.5.4. Otros componentes: argón, helio, oxígeno, mercaptanos y otros compuestos de azufre que únicamente podrán estar presentes en bajas concentraciones;

4.6. Composición: la concentración de los componentes del gas natural;

4.7. Condiciones base: condiciones bajo las que se mide el gas natural correspondientes a la presión absoluta de 98,07 kPa y temperatura de 293,15 K;

4.8. Condiciones estándar: condiciones bajo las que se mide el gas natural correspondientes a la presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288,15 K;

4.9. Densidad: es la relación de la masa del gas natural entre su volumen, a condiciones especificadas de presión y temperatura,

4.10. Densidad relativa (ρ_r): la relación de la densidad del gas natural con respecto a la densidad del aire seco a las mismas condiciones de presión y temperatura;

4.11. Dictamen de verificación: el documento emitido por la Comisión o por la Unidad de Verificación, en el cual se resume el resultado de la verificación que se realizó al sistema para evaluar la conformidad con la Norma;

4.12. Distribución: La actividad de recibir, conducir, entregar a usuarios y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica;

4.13. Emergencia Operativa: se considera emergencia operativa cuando se presenta una falla imprevista, o cuando resulta necesario dar mantenimiento correctivo fuera del programa de mantenimiento a una instalación;

4.14. Especificaciones del gas natural: el rango de valores de la composición y del conjunto de propiedades físico-químicas del gas natural que se encuentren dentro de lo previsto en la disposición 6 de esta Norma;

4.15. Evaluación de la conformidad: la determinación del grado de cumplimiento con la Norma;

4.16. Evidencia objetiva: la información que puede ser probada como verdadera, basada en hechos obtenidos por medio de observación, medición, prueba u otros medios, con respecto a los estándares establecidos en esta Norma o en las prácticas internacionalmente reconocidas;

4.17. Falla imprevista: Cualquier desviación en las condiciones normales de operación en una instalación que forma parte del o los sistemas de transporte de acceso abierto almacenamiento o distribución de gas natural;

4.18. Gas importado: Gas natural comercializado en forma gaseosa en un punto del territorio nacional, por parte de una persona física o moral que lo adquiere en el mercado internacional;

4.19. Gas natural: mezcla de hidrocarburos y otros componentes compuesta primordialmente por metano;

4.20. Gas natural de calidad intercambiable: se considera que dos fuentes de gas natural tienen calidad intercambiable cuando se puede sustituir una fuente de gas natural de ciertas características por otra de características diferentes, sin cambiar significativamente la seguridad operacional, eficiencia, desempeño o la emisión de contaminantes;

4.21. Gas natural fuera de especificaciones: el gas natural que no cumpla con las especificaciones establecidas en esta Norma;

4.22. Gas natural licuado: gas natural en estado líquido;

4.23. Humedad: agua presente en fase gaseosa en el gas natural;

4.24. Índice Wobbe(W): la relación del poder calorífico superior (H_s), con respecto a la raíz cuadrada de la densidad relativa (ρ_r), según la siguiente fórmula:

$$W = \frac{H_s}{\sqrt{\rho_r}}$$

Los criterios que permiten determinar si el gas natural tiene calidad intercambiable, para fines de esta Norma, se basan en la utilización del Índice Wobbe, que está relacionado con la velocidad de transporte de energía a través de los conductos de entrada de los equipos que utilizan gas natural;

4.25. LFMN: la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

4.26. Magnitud: propiedad física que pueda ser medida;

4.27. Norma: esta Norma Oficial Mexicana: NOM-001-SECRE-2008;

4.28. Patrón de referencia: medida materializada, instrumento de medición, material de referencia o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o más valores de una magnitud para utilizarse como referencia;

4.29. Permisionario: el titular de un permiso de transporte de acceso abierto, almacenamiento o distribución expedido por la Comisión;

4.30. Poder calorífico: se divide en dos tipos:

4.30.1. Poder calorífico superior (H_s): es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen medido en base seca de gas natural con aire, a condiciones estándar. En la determinación del poder calorífico los productos de la combustión se mantienen a una temperatura de 288,15 K y la entalpía del agua formada durante el proceso de combustión se determina en fase líquida;

4.30.2. Poder calorífico inferior (H_i): es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen medido en base seca de gas natural con aire, a condiciones estándar; donde todos los productos de combustión se mantienen a la misma temperatura (condición estándar) en estado gaseoso;

4.31. Práctica internacionalmente reconocida: especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos internacionalmente, que tienen relevancia en el mercado internacional de la industria del gas natural;

4.32. Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC): la metodología establecida en este documento para realizar la evaluación de la conformidad con la Norma;

4.33. Productor y/o procesador: Petróleos Mexicanos y cualquiera de sus organismos subsidiarios en los términos de su Ley Orgánica;

4.34. Punto de mezcla: Punto físico en un sistema de ductos, donde convergen más de una corriente, de tal forma que determinando la composición de la mezcla se caracteriza el gas que se entrega a la totalidad de los usuarios ubicados entre este punto y la siguiente inyección al sistema en el sentido del flujo;

4.35. Punto de transferencia de custodia: punto acordado comercialmente entre las partes en que se transfiere la custodia del gas natural del productor, procesador o suministrador al permisionario de sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento o distribución de gas natural, de un permisionario a otro o de un permisionario a un usuario;

4.36. Reglamento: el Reglamento de la LFMN;

4.37. Sistema aislado: Todo aquel sistema de transporte de acceso abierto de gas natural que no se encuentra interconectado con el SNG de Pemex;

4.38. SNG: el Sistema Nacional de Gasoductos;

4.39. Sistema para la evaluación de las especificaciones del gas natural: el conjunto de equipos especiales, ductos, tanques de almacenamiento, válvulas, reguladores, dispositivos de alivio de presión y todos los componentes, dispositivos y accesorios, que son acoplados con el fin de evaluar las especificaciones del gas natural;

4.40. Suministrador: Persona física o moral que inyecta gas natural a los sistemas de transporte, almacenamiento o distribución o a usuarios finales sin que exista un intermediario;

4.41. Técnicamente libre: Se entiende por gas natural técnicamente libre de contaminantes cuando la presencia de dichos contaminantes no pueda ser detectada visualmente y no causen daño o interfieran con la operación de los ductos, medidores, reguladores u otro equipo, a través del cual fluye el gas ni en los equipos o instalaciones de los usuarios finales;

4.42. Temperatura de rocío del agua: temperatura a la cual ocurre la condensación del vapor de agua presente en el gas natural;

4.43. Temperatura de rocío de hidrocarburos: temperatura máxima a la cual ocurre la condensación de hidrocarburos en el gas natural que corresponde al punto cricondentérmico del gas natural;

4.44. Transporte de acceso abierto: La actividad de recibir, conducir y entregar gas natural por medio de ductos a permisionarios o usuarios;

4.45. Trazabilidad: propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por la cual pueda ser relacionado a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o extranjeros, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas;

4.46. Unidad de Verificación (UV): la empresa o persona acreditada y aprobada en los términos de la LFMN que realiza actos de verificación. Con respecto de la presente Norma, esto significa que las UV's deben ser acreditadas por un organismo de acreditación y aprobadas por la Comisión;

4.47. Usuario: Persona física o moral que utiliza gas natural como combustible o como materia prima industrial;

4.48. Validación de los métodos de medición: Confirmación, mediante el suministro de evidencias objetivas, de que se han cumplido los requisitos previstos para la adecuada utilización o aplicación específica de los métodos de medición empleados;

4.49. Verificación: la constatación ocular y comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio, y examen de documentos que se realizan para evaluar el cumplimiento con esta Norma en un momento determinado;

4.50. Zona Sur: la Zona de transporte del SNG, comprendida por la infraestructura entre el complejo procesador de gas Cd. PEMEX localizado en el Estado de Tabasco, hasta la estación de compresión Cempoala, localizada en el Estado de Veracruz, así como los ductos e instalaciones privadas de permisionarios interconectados al SNG en dicha Zona;

5. Unidades y condiciones de referencia.

5.1. Unidades de medida

De conformidad con la NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida, citada como referencia:

- Las unidades de medida que serán empleadas en esta Norma serán las siguientes:

MJ/m ³	megajoule por metro cúbico
mg/m ³	miligramo por metro cúbico
% vol	por ciento en volumen
K	Kelvin
kPa	KiloPascal
m ³	metro cúbico
J	Joule

- ♦ El signo decimal será una coma sobre la línea (,).
- ♦ Si la magnitud de un número es menor que la unidad, el signo decimal será precedido por un cero.

5.2. Condiciones de referencia

Las propiedades del gas natural en esta Norma, se encuentran referidas a condiciones estándar.

Los equipos de medición existentes podrán estar calibrados en condiciones estándar o en condiciones base. Un metro cúbico de gas natural en condiciones base equivale a 0,95137 metros cúbicos de gas en condiciones estándar.

A partir de la entrada en vigor de la Norma los equipos nuevos de medición que sean instalados deberán estar calibrados en condiciones estándar.

Los informes proporcionados a la Comisión y los que se pongan a disposición del público deberán estar siempre referidos a condiciones estándar.

6. Especificaciones del gas natural

6.1. Propiedades del gas natural.

El gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución y el que sea entregado por los suministradores a permisionarios y usuarios debe cumplir con las especificaciones indicadas en la Tabla 1 de esta Norma, salvo lo previsto en las disposiciones 6.3 y 6.4.

Tabla 1. Especificaciones del Gas Natural

Propiedad	Unidades	Zona Sur	Resto del País
Metano (CH ₄) – Mín.	% vol	83,00 ⁽¹⁾	84,00 ^(a)
Oxígeno (O ₂) – Máx.	% vol	0,20 ⁽¹⁾	0,20 ^(a)
Bióxido de Carbono (CO ₂) – Máx.	% vol	3,00 ⁽¹⁾	3,00 ^(a)
Nitrógeno (N ₂) – Máx.	% vol	5,00 ⁽²⁾	4,00 ^(a)
Total de inertes (CO ₂ y N ₂) – Máx.	% vol	5,00 ⁽²⁾	4,00 ^(a)
Etano – Máx.	% vol	11,00 ⁽³⁾	11,00 ^(a)
Temperatura de rocío de hidrocarburos– Máx.	K (°C)	271,15 (-2) ⁽⁴⁾	271,15 (-2) ⁽⁴⁾
Humedad (H ₂ O) – Máx.	mg/m ³	110,00 ^(a)	110,00 ^(a)
Poder calorífico superior-Mín.	MJ/m ³	37,30 ^(b)	37,30 ^(b)
Poder calorífico superior-Máx.	MJ/m ³	43,60 ^(c)	43,60 ^(c)
Indice Wobbe-Mín.	MJ/m ³	47,30 ^(d)	48,20 ^(e)
Indice Wobbe-Máx.	MJ/m ³	52,30 ^(f)	53,20 ^(g)
Acido sulfhídrico (H ₂ S) – Máx.	mg/m ³	6,00 ^(h)	6,00 ^(h)
Azufre total (S) – Máx.	mg/m ³	150,00 ⁽ⁱ⁾	150,00 ⁽ⁱ⁾

Notas:

- (1) 78% a la fecha de entrada en vigor de esta Norma; 80% a partir del 1 de enero de 2010 y 83% a partir del 1 de enero de 2012.
- (2) 7% a la fecha de entrada en vigor de esta Norma; 5% a partir del 1 de enero de 2012.
- (3) 14% a la fecha de entrada en vigor de esta Norma; 12% a partir del 1 de enero de 2010; 11% a partir del 1 de enero de 2012.
- (4) En el SNG y en los ductos de transporte de acceso abierto y de distribución que reciben gas natural del SNG aplicará el límite máximo de 273,15 K (0°C) a la fecha de entrada en vigor de esta Norma y 271,15 K (-2°C) a partir del 1 de enero de 2012.

(a) 104,7 en condiciones base (b) 35,48 en condiciones base (c) 41,48 en condiciones base

- | | | |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| (d) 45,00 en condiciones base | (e) 45,85 en condiciones base | (f) 49,76 en condiciones base |
| (g) 50,61 en condiciones base | (h) 5,7 en condiciones base | (i) 142,7 en condiciones base |

6.2. Otras características

El gas natural, en el punto de transferencia de custodia que haya sido acordado entre las partes, debe estar técnicamente libre de:

- ♦ Agua, aceite e hidrocarburos líquidos.
- ♦ Material sólido, polvos y gomas.
- ♦ Otros gases que puedan afectar a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución o a los equipos o instalaciones de los usuarios.

El rango de temperatura en la entrega del gas natural en los sistemas de transporte de acceso abierto, distribución y/o usuarios es de 283,15 a 323,15 K. El suministrador podrá entregar gas natural a una temperatura inferior a la mínima establecida si cuenta con autorización por escrito del permisionario o del usuario o así lo hayan acordado las partes en el contrato de suministro.

6.3. Condiciones de excepción

6.3.1. Emergencia operativa

En caso de emergencia operativa en los centros de procesamiento o en los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, el permisionario inicialmente afectado deberá notificar inmediatamente a los otros permisionarios y usuarios que puedan ser afectados, así como a la Comisión, en los términos que establezcan las disposiciones oficiales pertinentes.

En este caso, siempre que la emergencia operativa sea notificada vía telefónica o vía electrónica (correo electrónico, fax, etc.) a los usuarios y a los permisionarios que pudieran resultar afectados durante las siguientes 6 horas después de haber ocurrido la emergencia, se permite la entrega de gas natural, por un periodo máximo de 12 horas contadas a partir del momento de notificación, en que los parámetros de contenido de etano, nitrógeno y contenido total de inertes rebasen hasta en un 1% el valor máximo especificado en la Tabla 1—Propiedades del Gas y presente desviaciones hasta de $\pm 5\%$ en el Índice Wobbe respecto a los valores límite indicados en la Tabla 1, sin que la variación máxima del Índice Wobbe durante la emergencia operativa pueda ser mayor a 10%.

Si la emergencia operativa se presenta en las instalaciones del suministrador, el plazo de 6 horas para que los permisionarios de sistemas de transporte de acceso abierto y distribución avisen a sus clientes se contabilizará a partir del momento en que recibieron aviso del suministrador.

6.3.2. Mantenimiento preventivo

En caso de mantenimiento preventivo o correctivo que pueda ser realizado bajo el programa de mantenimiento, a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, aplicarán las mismas condiciones de excepción que en el caso de emergencia operativa, pero el aviso a los usuarios y permisionarios que pudieran resultar afectados deberá hacerse al menos con cinco días hábiles de anticipación.

6.3.3. Sistemas aislados

En el caso de sistemas aislados, las partes podrán acordar condiciones distintas para la entrega de gas natural, previo acuerdo de la Comisión.

6.4. Responsabilidades sobre las especificaciones del gas natural

El productor, procesador o suministrador de gas natural es responsable de cumplir con las especificaciones del gas natural establecidas en esta Norma que se entregue en los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento o distribución.

Los permisionarios de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución son responsables de operar y mantener sus sistemas de conformidad con lo establecido en la normatividad aplicable y de entregar a otros permisionarios y a los usuarios el gas natural con las especificaciones que se establecen en esta Norma, salvo que dichos permisionarios cuenten con autorización expresa de la Comisión para entregar gas natural de especificaciones diferentes. La responsabilidad en que incurrir los permisionarios de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución por entregar gas natural fuera de especificaciones quedará establecida en los términos y condiciones generales de servicio del respectivo permiso que apruebe la Comisión y en los contratos comerciales celebrados entre las partes y será sancionable

de conformidad con las disposiciones de la LFMN, así como las aplicables de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y demás disposiciones legales que resulten aplicables.

La responsabilidad de la medición de las especificaciones del gas natural en el punto de transferencia de custodia deberá quedar establecida en los convenios comerciales celebrados entre las partes.

En el caso de gas importado, el punto de medición en territorio nacional de las especificaciones del gas natural recibido en un sistema de transporte de acceso abierto, de distribución o de almacenamiento deberá ser acordado por el permisionario con la Comisión. Los permisionarios de transporte de acceso abierto y distribución serán responsables de asegurarse que el gas natural que reciben en su sistema cumpla con las especificaciones establecidas en esta Norma y, en el caso de las terminales de almacenamiento de gas natural licuado, de acondicionarlo para que cumpla con ellas.

El gas natural que no cumpla con las especificaciones establecidas en los incisos 6.1 y 6.2 o, en caso de emergencia operativa, en la disposición 6.3, se considera gas natural fuera de especificaciones, con las implicaciones que de ello deriven de acuerdo a lo establecido en la legislación aplicable, en las directivas emitidas por la Comisión, en los permisos aprobados por la Comisión a los permisionarios o en los contratos celebrados entre suministradores y permisionarios o usuarios.

En caso de que un permisionario de un sistema de transporte de acceso abierto o de distribución reciba gas natural fuera de especificaciones, deberá notificarlo al suministrador a más tardar dentro de las siguientes doce horas a partir de que sea detectado, a fin de que el suministrador adopte las medidas necesarias para corregir de inmediato el incumplimiento en las especificaciones. Asimismo, en los términos establecidos en los instrumentos regulatorios expedidos o autorizados por la Comisión o en los respectivos contratos de suministro, deberá notificarlo a aquellos clientes que puedan verse afectados por el incumplimiento en las especificaciones del gas natural entregado para que puedan tomar las medidas que consideren pertinentes.

7. Muestreo y método de determinación.

7.1. Puntos en donde deberá llevarse a cabo el muestreo y la determinación de las especificaciones del gas natural

El muestreo y la determinación de la temperatura y presión del gas natural, así como de las especificaciones del gas natural, se realizarán en cada uno de los puntos de inyección de gas natural a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, así como en los principales puntos de mezcla en el SNG, de conformidad con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas y, en lo no previsto por éstas, de acuerdo con la Práctica Internacionalmente Reconocida. Se pueden tomar como referencia los métodos indicados en la bibliografía.

Las partes podrán acordar la ubicación del sitio para la determinación de las especificaciones del gas natural en un punto distinto a los mencionados anteriormente, debiendo notificar de ello a la Comisión.

7.2. Muestreo, determinación y registro de la composición del gas natural

La determinación de la composición del componente principal, de los componentes secundarios, y de los inertes, se realizará de manera continua respecto al tiempo, en función de la periodicidad de muestreo con la que viene prediseñado el equipo analítico instalado, para fines tanto de determinación de densidad, densidad relativa, poder calorífico e Índice Wobbe como del cumplimiento de la obligación de proporcionar información periódica, se promediarán los valores registrados a lo largo de sesenta minutos consecutivos.

La determinación del contenido de hidrocarburos hasta C₉₊ se llevará a cabo de manera obligatoria en cada uno de los principales puntos de inyección de gas natural a los sistemas de transporte de acceso abierto, así como en los principales puntos de mezcla en el SNG. En los otros puntos de medición que establece la disposición 7.1, de no contar con analizadores en línea capaces de analizar hasta C₉₊, deberá determinarse la composición hasta C₆₊ y suponerse una relación de composiciones de C₆/C₇/C₈ de 68/28/4.

La determinación del contenido de humedad y ácido sulfhídrico se realizará al menos cada 60 minutos.

La determinación del contenido de oxígeno y de azufre total se realizará en forma trimestral.

7.3. Determinación del poder calorífico y del Índice Wobbe

La determinación de poder calorífico e Índice Wobbe se realizará al menos cada sesenta minutos con base en los valores promedio de la temperatura, presión y composición del gas natural registrados en los sesenta minutos previos.

7.4. Determinación de la temperatura de rocío de hidrocarburos.

La determinación de la temperatura de rocío de hidrocarburos se llevará a cabo al menos cada sesenta minutos, con base en los promedios de temperatura, presión y composición del gas natural registrados en los sesenta minutos previos, utilizando para ello la ecuación de estado de Peng-Robinson.

Para propósito de determinar la conformidad con esta Norma, los laboratorios acreditados deberán determinar la temperatura de rocío de hidrocarburos con la ecuación de estado de Peng-Robinson, utilizando los parámetros moleculares establecidos en las tablas 4 y 5 del Anexo 2 de esta Norma. La composición de los componentes secundarios del gas natural debe determinarse hasta C₉₊. En caso de desacuerdo por parte del permisionario en el valor del resultado,

éste podrá solicitar a un laboratorio acreditado llevar a cabo una terminación directa de la temperatura de rocío. Asimismo, por razones de avalar el cumplimiento de esta Norma, la Comisión también podrá solicitar llevar a cabo una determinación directa a un laboratorio acreditado.

7.5. Métodos de prueba

Los laboratorios de prueba acreditados deberán utilizar los métodos de prueba para evaluar las especificaciones del gas natural que se establecen en la Tabla 2 de esta Norma, o actualizaciones más recientes de los mismos en caso de haberlas.

Tabla 2. Métodos de prueba que deberán utilizar los laboratorios acreditados para evaluar las especificaciones que debe cumplir el gas natural

Propiedad	Métodos de prueba
Metano	GPA 2286-95
Componentes secundarios: (C ₂ - C ₁₀₊)	GPA 2286-95
Inertes (N ₂ y CO ₂)	GPA 2286-95
Oxígeno	GPA 2286-95
Humedad (H ₂ O) ⁽¹⁾	ASTM D 1142-95 ISO 18453:2004
Acido sulfhídrico (H ₂ S) ⁽²⁾	ASTM D 4084 -07
Azufre total (S) ⁽²⁾	ISO 6326-3:1989
Poder Calorífico, densidad relativa e Índice Wobbe	ISO 6976:1995
Temperatura de rocío de hidrocarburos	Ecuación de estado Peng Robinson ISO 6327: 1981 (versión modalidad manual)
Muestreo	GPA 2166-86

- (1) El método de referencia para la determinación de la temperatura de rocío del agua será el método ASTM D1142 y la determinación del contenido de humedad calculado a partir de la temperatura de rocío del agua se hará de acuerdo con el método ISO 18453. Cuando el gas natural tenga una temperatura de rocío de hidrocarburos mayor a la del agua o provenga de terminales de gas natural licuado podrá emplearse el método ASTM D5454-04.
- (2) La determinación del ácido sulfhídrico y del azufre total deberá efectuarse en sitio utilizando el método ISO 6326-3:1989 y, por un plazo de dos años a partir de la entrada en vigor de esta Norma, se podrán además utilizar los métodos ASTM D 4468-85(2006) y el ASTM D 5504-01(2006).

Para propósitos de control de proceso, transferencia de custodia e informes a la Comisión, los permisionarios pueden utilizar los métodos de prueba que se especifican en la Tabla 2 o, de manera alternativa, los indicados en la Tabla 3, o actualizaciones más recientes de los mismos en caso de haberlas.

Tabla 3. Métodos alternativos de prueba que podrán emplear los permisionarios

Propiedad	Métodos de prueba
Metano	ASTM D1 945-03 GPA 2261 ISO 6974-4
Componentes secundarios: (C ₂ - C ₁₀₊)	ASTM D1 945-03 GPA 2261 ISO 6974-4
Inertes (N ₂ y CO ₂)	ASTM D1 945-03 GPA 2261 ISO 6974-4
Oxígeno	ASTM D1 945-03 GPA 2261 ISO 6974-3 (2000)
Humedad (H ₂ O) ⁽¹⁾	ISO 6327:1981 ISO 18453:2004
Acido sulfhídrico (H ₂ S) ⁽²⁾	GPA 2199-99 ASTM D5504-01(2006)
Azufre total (S) ⁽²⁾	ASTM D 4468-95(2003) GPA 2199-99 ASTM D5504-01(2006)
Poder Calorífico, densidad relativa e Índice Wobbe	GPA 2172-96

	ASTM D3588-98(2003)
Temperatura de rocío de hidrocarburos	ASTM D 1142-95
Muestreo	ASTM D5503-94 (2003) ASTM D5287

- (1) Cuando el gas natural tenga una temperatura de rocío de hidrocarburos mayor a la del agua o provenga de terminales de gas natural licuado podrá emplearse el método ASTM D5454-04.
- (2) La determinación del ácido sulfhídrico y del azufre total deberá efectuarse in situ.

7.6. Patrones de referencia.

Con el objeto de establecer la confiabilidad de las mediciones de las especificaciones del gas natural y la comparabilidad internacional de éstos, los equipos utilizados en la medición de las especificaciones del gas deberán estar calibrados utilizando patrones de referencia trazables a patrones nacionales o extranjeros, de acuerdo a las disposiciones de la LFMN y su Reglamento. Asimismo, el permisionario deberá llevar a cabo la validación de los métodos de medición que utilice para determinar las especificaciones del gas natural, con el objeto de contar con la evidencia objetiva que le permita determinar si está aplicando correctamente los métodos de prueba seleccionados.

7.7. Verificación periódica

El permisionario deberá contar con un dictamen anual de una UV que compruebe el cumplimiento de la Norma, en los términos que se detallan en el Anexo 1 de esta Norma.

El permisionario deberá acreditar anualmente ante una UV que cuenta con los informes de resultados de la determinación de las especificaciones del gas natural emitidos por un laboratorio de prueba acreditado en los términos de la LFMN, con una periodicidad trimestral para los principales puntos de entrega a los sistemas de transporte de acceso abierto y para los principales puntos de mezcla en el SNG y con una periodicidad semestral para los otros puntos de transferencia de custodia a que se refiere la disposición 7.1 anterior.

Las mediciones realizadas por los permisionarios tendrán por objeto sustentar la información requerida para propósitos de control de proceso, transferencia de custodia e informes a la Comisión, y podrán ser empleadas para efectos de acreditar la conformidad con las especificaciones del gas natural cuando el permisionario cuente con un dictamen aprobatorio vigente emitido por una UV que haya verificado el cumplimiento satisfactorio de las disposiciones 4.2 a 4.8 establecidas en el Anexo 1 de la presente Norma.

7.8. Obligaciones de información

7.8.1. Información periódica

Los permisionarios de sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución estarán obligados a enviar vía electrónica a la Comisión un informe mensual, para cada punto de recepción a su sistema y para cada uno de los principales puntos de mezcla en el SNG, indicando:

- Para los principales puntos de entrega y de mezcla, los valores promedio, mínimo y máximo para cada día del mes, y su desviación estándar, de las siguientes propiedades: humedad, ácido sulfhídrico, índice Wobbe, temperatura de rocío de hidrocarburos, así como los valores promedio mensual y desviación estándar mensual de dichas propiedades.
- Para todos los puntos de medición, los valores promedio para cada día del mes y los valores promedio mensuales de las siguientes propiedades: contenido de metano, etano, bióxido de carbono y nitrógeno y poder calorífico superior.
- Los valores trimestrales de contenido de oxígeno y de azufre total.

7.8.2. Emergencia operativa

En caso de presentarse una emergencia operativa, y se haya cumplido con los plazos y límites establecidos en la disposición 6.3 para la aplicación de los parámetros de emergencia, el suministrador o el permisionario en cuyas instalaciones se haya presentado la emergencia operativa deberán informar a la Comisión, vía electrónica, en un plazo de cinco días hábiles, lo siguiente:

- Fecha y duración de la emergencia operativa
- Los valores promedio, mínimo y máximo, de cada una de las propiedades incluidas en la tabla 1, (excepto oxígeno y azufre total) registradas en la duración de la emergencia operativa.

7.8.3. Incumplimiento

Con excepción de los casos previstos en la disposición 6, cualquier violación a los límites establecidos en la Tabla 1 en alguno de los puntos de recepción, de mezcla en el SNG o de entrega mencionados en la disposición 7.8.1 será considerada como un incumplimiento, sancionable de conformidad con las disposiciones de la LFMN.

El permisionario del sistema de transporte de acceso abierto, almacenamiento o distribución en donde haya ocurrido el evento deberá informar vía electrónica a la Comisión, en un plazo máximo de cinco días hábiles, lo siguiente:

- Fecha y lugar en que se registró el incumplimiento
- Periodo de tiempo durante el cual el gas natural se encontró fuera de especificaciones.
- Registros de los valores de cada una de las propiedades que estuvieron fuera de especificaciones durante dicho periodo de tiempo.

7.8.4. Sistema de información

La información mencionada en los incisos 7.8.1, 7.8.2, y 7.8.3 debe estar disponible para consulta pública en la página electrónica de cada permisionario y en la página electrónica de la Comisión. Los permisionarios podrán optar por enviar dicha información a todos sus clientes por vía electrónica en lugar de ponerla en su página electrónica.

8. Concordancia con normas internacionales

Esta Norma coincide parcialmente con la Norma Internacional ISO-13686-1998. "Natural gas. Quality designation", en los capítulos de definiciones y especificaciones del gas natural. El carácter parcial se refiere a que la norma ISO no establece los valores de las especificaciones para el gas natural.

9. Vigilancia

La Secretaría de Energía, por conducto de la Comisión, es la autoridad competente para vigilar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en la presente Norma y su Procedimiento para la evaluación de la conformidad (PEC). Las Unidades de Verificación debidamente acreditadas y aprobadas por la Comisión en materia de gas natural serán las encargadas de verificar el cumplimiento de dichas disposiciones a través de la aplicación del PEC correspondiente y la Comisión podrá, a su vez, llevar a cabo dicha verificación por razones de seguridad o de su competencia.

10. Vigencia

Esta Norma entrará en vigor a los 60 días siguientes de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) contará con un plazo máximo de tres meses después de la entrada en vigor de la presente Norma, para presentar a la Comisión, para su revisión, las medidas que implementará en la Zona Sur para evitar que los permisionarios y usuarios tengan problemas en sus instalaciones por el incremento en el contenido de N₂ respecto a la Norma anterior. PEMEX se hará responsable de los efectos negativos por el incremento en el contenido de N₂ en la Zona Sur respecto a la Norma anterior que sean comprobables y documentados de manera fehaciente.

De igual manera, PEMEX contará con un plazo máximo de tres meses después de la entrada en vigor de la presente Norma, para presentar a la Comisión, para su revisión, las medidas prácticas que implementará para evitar o resolver los problemas que se puedan presentar en las instalaciones de los permisionarios y usuarios como consecuencia de la condensación de líquidos en los puntos de recepción del gas, hasta la entrada en vigor del límite de 271,15 K aplicable al SNG establecido en la nota (4) de la Tabla 1—Propiedades del Gas, para la temperatura de rocío de hidrocarburos. En tanto entra en vigor el límite en la temperatura de rocío de hidrocarburos establecido en esta Norma, PEMEX se hará responsable de los efectos negativos por la condensación de líquidos que sean comprobables y documentados de manera fehaciente.

Los permisionarios de transporte de acceso abierto, distribución y almacenamiento de gas natural contarán con los siguientes plazos, a partir de la entrada en vigor de la presente Norma, para instalar, en términos de lo establecido en los incisos 7.1, 7.2 y 7.3, los sistemas de muestreo, medición y registro de las especificaciones del gas que sean requeridos en los puntos de transferencia de custodia:

a. Doce meses para los puntos de inyección a sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución;

b. Dieciocho meses para los principales puntos de mezcla en el SNG;

Los permisionarios de transporte de acceso abierto, distribución y almacenamiento de gas natural contarán con un plazo máximo de seis meses a partir de la instalación de los sistemas de muestreo, medición y registro de las especificaciones del gas natural para iniciar la entrega a la Comisión de información periódica en términos de lo establecido en la disposición 7.8.1 y para que esté disponible para consulta pública en la página electrónica del permisionario.

Los permisionarios de transporte de acceso abierto, distribución y almacenamiento de gas natural contarán con un plazo máximo de doce meses a partir de la entrada en vigor de la presente Norma para presentar a la Comisión el dictamen de evaluación de la conformidad emitido por una UV.

En un plazo máximo de tres meses a partir de la entrada en vigor de la presente Norma, tomando en cuenta la opinión de los permisionarios de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, la Comisión deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación la lista de los puntos en donde se requiere se lleve a cabo la determinación de las

especificaciones del gas natural, indicando cuáles de éstos son considerados como principales puntos de entrega a los sistemas de transporte de acceso abierto o principales puntos de mezcla en el SNG. La Comisión podrá modificar esta lista a solicitud de parte o por iniciativa propia, previa notificación a los permisionarios involucrados. En el caso de los puntos de transferencia y custodia entre permisionarios, a menos que las partes involucradas prevean lo contrario, el propietario de las instalaciones de los puntos de transferencia y custodia será el responsable de realizar las inversiones necesarias para la determinación de las especificaciones del gas natural.

En un plazo máximo de seis meses a partir de la entrada en vigor de la presente Norma, la Comisión deberá autorizar las modificaciones pertinentes en los términos y condiciones generales para la prestación del servicio de los permisionarios de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución.

Los anteriores plazos se deberán tomar en consideración para los fines de la determinación del cumplimiento de la evaluación de la conformidad.

11. Bibliografía

11.1. American Gas Association. Gas Measurement Manual. General.

11.2. American Gas Association. AGA Report 8, Compressibility and super compressibility for natural gas and other hydrocarbon gases, Transmission Measurement Committee, Cat No. XQ 1285.

11.3. American Gas Association. AGA Report No. 4A Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses, Transmission Measurement Committee, Cat No. XQ0103.

11.4. American Petroleum Institute. API Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 14.1 – Collecting and handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer., Sixth ed., Feb. 2006.

11.5. American Society for Testing and Materials. ASTM D-1142-95 (2006). Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew Point Temperature.

11.6. American Society for Testing and Materials. ASTM D-1945-03. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.

11.7. American Society for Testing and Materials. ASTM D-3588-98 (2003). Standard Test Method for Calculating Heat Value and Relative Density of Gaseous Fuels.

11.8. American Society for Testing and Materials. ASTM D-4084-07. Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method).

11.9. American Society for Testing and Materials. ASTM D-4468-85 (2006). Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry.

11.10. American Society for Testing and Materials. ASTM D5287-97 (2002) Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels.

11.11. American Society for Testing and Materials. ASTM D5454-04 Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers.

11.12. American Society for Testing and Materials. ASTM D5503-94 (2003) Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation.

11.13. American Society for Testing and Materials. ASTM D5504-01 (2006) Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence.

11.14. American Society for Testing and Materials. ASTM D7 164-05 Standard Practice for On-line/At-line Heating Value Determination of Gaseous Fuels by Gas Chromatography.

11.15. American Society for Testing and Materials. ASTM D7 165-06 Standard Practice for Gas Chromatography Based On-Line/At-line Analysis for Sulfur Content of Gaseous Fuels.

11.16. American Society for Testing and Materials. ASTM D7 166-05 Standard Practice for Total Sulfur Analyzer Based On-line/At-line for Sulfur Content of Gaseous Fuels.

11.17. Engineering Equipment & Materials Users Association. EEMUA 138 Design and Installation of On-Line Analyzer Systems.

11.18. Gas Processors Association. GPA 1167-83. Glossary Definition of Words and Terms Used in the Gas Processing Industry.

11.19. Gas Processors Association. GPA 2145-03, Rev. 2. Table of Physical Constants for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry.

- 11.20.** Gas Processors Association. GPA 2166-86. Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography.
- 11.21.** Gas Processors Association. GPA 2166-05. Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography.
- 11.22.** Gas Processors Association. GPA 2172-96. Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility Factor for Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis.
- 11.23.** Gas Processors Association. GPA 2199-99. Determination of Specific Sulfur Compounds by Capillary Gas Chromatography and Sulfur Chemiluminescence Detection.
- 11.24.** Gas Processors Association. GPA 2261-00. Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography.
- 11.25.** Gas Processors Association. GPA 2286-95. Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas chromatography.
- 11.26.** International Standard. ISO 6326:1989. Natural Gas-Determination of Sulfur Compounds-Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry.
- 11.27.** International Standard. ISO 6327:1981. Gas analysis-Determination of the water dew point of natural gas-Cooled surface condensation hygrometers.
- 11.28.** International Standard. ISO 6974-1:2000 Natural gas-Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 1: Guidelines for tailored analysis.
- 11.29.** International Standard. ISO 6974-2:2001 Natural gas-Determination of Composition with defined uncertainty by gas chromatography-Part 2: Measuring-system characteristics and statistics for processing of data.
- 11.30.** International Standard. ISO 6974-3:2000 Natural gas-Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography-Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C₈ using two packed columns.
- 11.31.** International Standard. ISO 6974-4:2000 Natural gas-Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography-Part 4: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C₁ to C₅ and C₆₊ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using two columns.
- 11.32.** International Standard. ISO 6974-5:2000 Natural gas-Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography-Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C₁ to C₅ and C₆₊ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using three columns.
- 11.33.** International Standard. ISO 6974-6:2005 Natural gas - Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography - Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C₁ to C₈ hydrocarbons using three capillary columns.
- 11.34.** International Standard. ISO-6975-1997. Natural Gas. Extended analysis. Gas Chromatographic Method.
- 11.35.** International Standard. ISO-6976-1995. Natural Gas. Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition.
- 11.36.** International Standard. ISO 10715. Natural Gas-Sampling guidelines.
- 11.37.** International Standard. ISO 10723:1995 Natural Gas-Performance evaluation for on-line analytical systems.
- 11.38.** International Standard. ISO-13686-1998. Natural Gas-Quality designation.
- 11.39.** International Standard. ISO 13734:1998. Natural Gas-Organic Sulfur Compounds used as odorants-Requirements and test methods.
- 11.40.** International Standard. ISO 14111:1997 Natural Gas-Guidelines to traceability in analysis.
- 11.41.** International Standard. ISO 18453:2004 Natural Gas-Correlation between water content and water dew point.
- 11.42.** International Standard. ISO 23874. Natural Gas-Gas chromatography requirements for hydrocarbon dew point calculation.
- 11.43.** Knapp, H.; "Vapor-Liquid Equilibria for Mixtures of Low Boiling Substances"; Chemistry Data Series, VolVI; DECHEMA, Frankfurt, Alemania (1982).
- 11.44.** LNG Interchangeability/Gas Quality: Results of the National Energy Technology Laboratory's research for the FERC on natural gas quality and interchangeability. DOE/NETL-2007/1290, June 2007.
- 11.45.** NMX-17025-IMNC-2006. Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.

11.46. Peng, D. Y. & Robinson, D. B., "A new two parameter equation of state", Fundamentals, I&EC, Vol. 15, No. 1, p.59 1976.

Transitorio

Este Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-SECRE-2008, Especificaciones del gas natural, cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural.

México, D.F., a 26 de enero de 2009.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, **Francisco Barnés de Castro**.- Rúbrica.

ANEXO 1

Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2008, Especificaciones del gas natural

INDICE

1. Objetivo
2. Disposiciones generales
3. Procedimiento
4. Aspectos técnicos que debe verificar la unidad de verificación

1. Objetivo

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC) tiene por objeto establecer la metodología que facilite y oriente a las Unidades de Verificación (UV), a los permisionarios y a los usuarios para la determinación del grado de cumplimiento con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2008, Especificaciones del gas natural (NOM).

2. Disposiciones generales

2.1 Las disposiciones de carácter obligatorio indicadas en este PEC se caracterizan por el uso de la palabra "debe" o por estar conjugadas en tiempo gramatical futuro.

2.2 En los sistemas para la evaluación de las especificaciones del gas natural a que se refiere la NOM, se aceptará la utilización de materiales, componentes y equipos que cumplan con las normas oficiales mexicanas aplicables; a falta de éstas, dichos productos deben cumplir con las normas mexicanas y, en caso de no existir éstas, con la práctica internacionalmente reconocida. En el supuesto de no contar con las normas mencionadas, los materiales, componentes y equipos utilizados para la evaluación de las especificaciones del gas natural, deben cumplir con las especificaciones del fabricante.

2.3 Los materiales, componentes y equipos de los sistemas señalados en el párrafo anterior, sujetos al cumplimiento con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas o con la práctica internacionalmente reconocida, deben contar con la documentación que avale que dichos materiales, componentes y equipos satisfacen los requisitos establecidos en la normatividad aplicable en términos de la LFMN.

2.4 En caso de no existir Norma Oficial Mexicana o Norma Mexicana aplicable a los materiales, componentes y equipos de los sistemas de que se trate, la UV podrá requerir el dictamen de un laboratorio de pruebas que haya determinado el grado de cumplimiento con las especificaciones internacionales, las del país de origen o a falta de éstas, las del fabricante o de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas.

2.5 La UV debe verificar en los puntos de inyección a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y/o distribución, que el gas natural que se introduzca en los sistemas cumpla con las especificaciones indicadas en esta Norma, de conformidad a lo establecido en el campo de aplicación.

2.6 La UV debe verificar que en la determinación de las especificaciones del gas natural se lleve a cabo de acuerdo con lo indicado en los incisos 6 y 7 de la presente Norma.

3. Procedimiento

3.1 La Comisión podrá requerir a la planta de procesamiento, punto de importación o planta de gas natural licuado, la evaluación de la conformidad con la Norma cuando lo requiera, para dar cumplimiento a las disposiciones legales o para otros fines de su propio interés.

Asimismo, la UV debe verificar, en los términos establecidos en el PEC, que el gas natural en cada uno de los puntos de inyección a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, así como en cada uno de los puntos de mezcla del SNG, cumpla con las especificaciones indicadas en esta Norma, de conformidad con lo establecido en el campo de aplicación.

3.2 Para dar cumplimiento a la disposición 7.7, la conformidad con la Norma deberá ser corroborada, con la periodicidad que establece dicha disposición, por un laboratorio de prueba acreditado en los términos de la LFMN.

La UV deberá acreditar que el permisionario cuenta con los informes de resultados de la determinación de las especificaciones del gas natural emitidos por dicho laboratorio de prueba y deberá contrastar los resultados obtenidos de la evaluación realizada por el laboratorio de prueba contra las mediciones del permisionario que sean más próximas en el tiempo. En caso de que exista una diferencia entre ambas mediciones mayor a la tolerancia de la repetitividad que marque el propio método empleado por el permisionario y permitido por la Norma para la determinación del parámetro analizado, el permisionario será responsable de acreditar ante la UV que la diferencia se debe al empleo por parte del laboratorio y del permisionario de diferentes métodos de prueba o, bien, que los posibles errores en las determinaciones del permisionario que pudieran haber dado lugar a dicha diferencia han sido debidamente subsanados. En el informe que rinda a la Comisión, la UV deberá incluir un análisis de las diferencias de medición detectadas y, en su caso, de las medidas tomadas por el permisionario para corregirlas.

3.3 La UV que contrate el permisionario, debe realizar actos de verificación en los términos que señala la LFMN y su Reglamento.

3.4 Recibida la solicitud de verificación, la UV de común acuerdo con el permisionario establecerá los términos y condiciones de los trabajos de verificación, excepto cuando la verificación sea requerida por la Comisión.

3.5 La UV debe realizar la verificación en los términos de la LFMN y su Reglamento, mediante la cual verificará que los equipos, materiales y componentes utilizados en la evaluación de las especificaciones del gas natural cumplen con lo dispuesto en la Norma, tomando en consideración que los equipos industriales de medición y control de las especificaciones instalados en el sistema pueden tener una menor precisión que los equipos empleados por los laboratorios de prueba. La UV levantará un acta circunstanciada, en la cual asentará, en su caso, los incumplimientos a la Norma, para que el permisionario haga las correcciones en el plazo que se fije en dicha acta.

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

3.7 La UV, con base en las actas circunstanciadas, debe elaborar un dictamen de verificación.

3.8 La UV debe entregar el original y copia del dictamen de verificación al permisionario que haya contratado sus servicios. El permisionario debe entregar el original del dictamen a la Comisión, para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.

3.9 Los gastos que se originen por los servicios de verificación serán a cargo del permisionario de conformidad con el artículo 91 de la LFMN.

4. Aspectos técnicos que debe verificar la Unidad de Verificación

4.1 La UV debe revisar la información documental y realizar la inspección de los equipos, materiales y componentes utilizados en la evaluación de las especificaciones del gas natural.

4.2 La UV debe verificar que se cuenta con los certificados de calidad y las especificaciones de los materiales, componentes y equipos utilizados para la evaluación de las especificaciones del gas natural.

4.3 La UV debe verificar que se cuenta con los métodos de prueba requeridos en las Tablas 2 y 3 de la Norma, según sea el caso, para determinar las especificaciones del gas natural y que dichos métodos hayan sido debidamente validados por parte del permisionario.

4.4 La UV debe verificar que se cuenta con patrones de referencia trazables a patrones nacionales o extranjeros, utilizados en la verificación de los instrumentos analizadores.

4.5 La UV debe verificar que la calibración de los instrumentos utilizados para la determinación de las especificaciones del gas natural se haya realizado con la periodicidad recomendada y siguiendo los procedimientos establecidos por el fabricante o, en su caso por la normatividad aplicable.

4.6 La UV deberá verificar que el personal que opera los sistemas de medición empleados para la determinación de las especificaciones del gas natural cuenta con la capacidad técnica adecuada para desarrollar dicha actividad mediante las pruebas documentales que confirmen la experiencia y capacitación técnica correspondiente a sus actividades.

4.7 La UV debe verificar que existan instrucciones escritas en idioma español. Asimismo, que se cuenta con las memorias de cálculo para la determinación del poder calorífico, Índice Wobbe y temperatura de rocío de hidrocarburos correspondientes a las condiciones establecidas en la Norma.

4.8 La UV debe verificar que se cuenta con los resultados de la determinación de las especificaciones del gas natural emitido por un laboratorio de prueba acreditado en los términos de la LFMN, con una periodicidad trimestral para los puntos de entrega a los sistemas de transporte de acceso abierto y para los principales puntos de mezcla en el SNG y con una periodicidad semestral para los otros puntos de transferencia de custodia a que se refiere la disposición 7.1 de esta Norma; dicho laboratorio de prueba deberá utilizar los métodos de prueba que se especifican en la Tabla 2 anterior.

4.9 La UV debe realizar la evaluación de la conformidad cubriendo las etapas siguientes:

1. Revisión de la información documental, y
2. Verificación en campo.

Revisión de la información documental

4.10 La UV debe verificar que la documentación señalada en los incisos b, c, d, e y f está completa y que las especificaciones del equipo de prueba y su instalación son adecuados, así como la existencia de procedimientos de operación, mantenimiento y seguridad. En particular, la UV debe verificar:

a) La documentación completa entregada por el fabricante de los equipos y dispositivos de prueba, así como los certificados de cumplimiento de las normas correspondientes;

b) Los manuales que incluyan los procedimientos para la instalación, operación y mantenimiento de los equipos, aparatos e instrumentos utilizados para la determinación de las especificaciones del gas natural;

c) Los informes del procedimiento de validación de los métodos de medición utilizados por el permisionario,

d) Los informes de los resultados emitidos por el laboratorio de prueba,

e) Los registros y estadísticas del control de las especificaciones del gas natural de los 30 días previos a la diligencia dirigidos a satisfacer los requerimientos del punto 7.7 de la Norma, y

f) Los informes de calibración de los equipos, aparatos e instrumentos utilizados para la determinación de las especificaciones del gas natural.

g) Las memorias de cálculo para la determinación de las especificaciones del gas natural.

h) Las constancias de capacitación técnica de los operadores del sistema de medición.

Verificación en campo

4.11 El objetivo de la verificación en campo es que la UV compruebe que las especificaciones y criterios establecidos en los documentos examinados, de conformidad con el punto 1, Revisión de la información documental, se aplican en la

determinación de las especificaciones del gas natural, para lo cual, la UV debe identificar el estado que guardan las instalaciones del sistema con el fin de efectuar las inspecciones que se listan a continuación:

- a) Verificar que la instalación de los equipos y accesorios cumplen con las especificaciones correspondientes.
- b) Confirmar que el personal encargado aplica los procedimientos de operación y mantenimiento al sistema.
- c) Verificar que todos los equipos, aparatos e instrumentos de medición utilizados en la realización de las pruebas cuentan con certificados de calibración vigentes.
- d) Verificar que están actualizados los registros y estadísticas establecidos en los procedimientos de operación y mantenimiento, y que el personal los aplica de acuerdo con dichos procedimientos.

ANEXO 2

Procedimiento para la determinación de la temperatura de rocío de hidrocarburos.

1. Objetivo
2. Ecuación de estado
3. Parámetros de referencia

1. Objetivo

El presente Procedimiento para la determinación de la temperatura de rocío de hidrocarburos (el Procedimiento) tiene por objeto establecer la ecuación de estado y los parámetros moleculares que deben emplearse para la determinación de la propiedad anteriormente mencionada y poder determinar el grado de cumplimiento con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2008, Especificaciones del gas natural (NOM).

2. Ecuación de estado

2.1 La temperatura de rocío de hidrocarburos, correspondiente a la temperatura del punto cricondentérmico del gas natural, deberá ser determinado utilizando la ecuación de estado de Peng Robinson:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}$$

Donde:

P= Presión del gas natural en el punto de medición, expresada en Pascales (Pa)

T= Temperatura del gas natural en el punto de medición, expresada en grados Kelvin (K)

V= Volumen molar del gas natural a T y P, expresada en metros cúbico por mol $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{mol}}\right)$

R= Constante universal de los gases = $8.31451 \left(\frac{\text{J}}{\text{molK}}\right)$

a y b= Parámetros de mezcla de la ecuación que se calculan de la siguiente manera:

$$a = \sum \sum y_i y_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij}) \quad \left(\frac{\text{Nm}^4}{\text{mol}^2}\right)$$

$$b = \sum_{i=1}^n y_i b_i \quad \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mol}}\right)$$

$$a_i = \frac{0,45724R^2 Tc_i^2}{Pc_i} \alpha_i \quad \left(\frac{\text{Nm}^4}{\text{mol}^2}\right)$$

$$b_i = \frac{0,07780RTc_i}{Pc_i} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \right)$$

$$\alpha_i = (1 + (0,37464 + 1,54226\omega_i - 0,26992\omega_i^2)(1 - (T/Tc_i)^{0.5}))^2 \text{ Parámetro adimensional}$$

Pc_i = presión crítica del componente i, expresada en Pascales (Pa);

Tc_i = temperatura crítica del componente i, expresada en grados Kelvin (K);

ω_i = factor acéntrico del componente i, parámetro adimensional;

k_{ij} = parámetro de interacción molecular entre el componente i y el componente j, parámetro adimensional;

y_i = fracción molar del componente i en fase gaseosa, parámetro adimensional;

y_j = fracción molar del componente j en fase gaseosa, parámetro adimensional;

Los valores de Pc_i , Tc_i , ω_i y k_{ij} que deberán ser usados en las fórmulas anteriores son los que se incluyen en la sección 3 de este Procedimiento.

3. Parámetros de referencia

Tabla 4. Parámetros Moleculares ⁽¹⁾			
Componente	Presión crítica Pc (kPa)	Temperatura crítica Tc(K)	Factor acéntrico ω
Metano	4599	190,56	0,0115478
Etano	4872	305,32	0,0994930
Propano	4248	369,83	0,1522910
n-Butano	3796	425,12	0,2001640
Isobutano	3640	407,80	0,1835210
n-Pentano	3370	469,70	0,2515060
Isopentano	3380	460,40	0,2278750
Neopentano	3196	433,80	0,1956570
n-Hexano	3025	507,60	0,3012610
n-Heptano	2740	540,20	0,3494690
n-Octano	2490	568,70	0,3995520
n-Nonano	2290	594,60	0,4434600
Nitrógeno	3400	126,20	0,0377215
Dióxido de Carbono	7383	304,21	0,2236210

- (1) Fuente: Knapp, H.; "Vapor-Liquid Equilibria for Mixtures of Low Boiling Substances"; Chemistry Data Series, Vol. VI; DECHEMA, Frankfurt, Alemania (1982).

Tabla 5. Parámetros de interacción binaria (1)

	C ₁	C ₂	C ₃	nC ₄	iC ₄	nC ₅	iC ₅	neoC ₅	nC ₆	nC ₇	nC ₈	nC ₉	N ₂	CO ₂
C ₁		-0,0026	0,0140	0,0133	0,0256	0,0230	-0,0056		0,0422	0,0352	0,0496	0,0474	0,0311	0,0919
C ₂	-0,0026		0,0011	0,0096	-0,0067	0,0078			-0,0100	0,0067	0,0185		0,0515	0,1322
C ₃	0,0140	0,0011		0,0033	-0,0078	0,0267	0,0111		0,0007	0,0056			0,0852	0,1241
nC ₄	0,0133	0,0096	0,0033		-0,0004	0,0174			-0,0056	0,0033			0,0800	0,1333
iC ₄	0,0256	-0,0067	-0,0078	-0,0004									0,1033	0,1200
nC ₅	0,0230	0,0078	0,0267	0,0174						0,0074			0,1000	0,1222
iC ₅	-0,0056		0,0111										0,0922	0,1219
neoC ₅														
nC ₆	0,0422	-0,0100	0,0007	-0,0056						-0,0078			0,1496	0,1100
nC ₇	0,0352	0,0067	0,0056	0,0033		0,0074			-0,0078				0,1441	0,1000
nC ₈	0,0496	0,0185											-0,4100	
nC ₉	0,0474													
N ₂	0,0311	0,0515	0,0852	0,0800	0,1033	0,1000	0,0922		0,1496	0,1441	-0,4100			-0,0170
CO ₂	0,0919	0,1322	0,1241	0,1333	0,1200	0,1222	0,1219		0,1100	0,1000			-0,017	

(1) Fuente: Knapp, H.; "Vapor-Liquid Equilibria for Mixtures of Low Boiling Substances"; Chemistry Data Series, Vol. VI; DECHEMA, Frankfurt, Alemania (1982).

Nota: En donde no exista parámetro se utilizará el valor de cero.

México, D.F., a 26 de enero de 2009.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, Francisco Barnés de Castro.- Rúbrica.