

SECRETARIA DE ENERGIA

NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural).

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

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SECRE-2003, CALIDAD DEL GAS NATURAL (CANCELA Y SUSTITUYE A LA NOM-001-SECRE-1997, CALIDAD DEL GAS NATURAL).

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 38 fracción II, 40 fracciones I, III, XIII y XVIII, 41 y 47 fracción IV, 51, 73 y 74 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, 2 fracciones VI y VII, 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, 34, 80 y 81 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 7 y 70 fracción VII del Reglamento de Gas Natural, y 3 fracción VI inciso a), 34 y 35 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, y

CONSIDERANDO

Primero. Que con fecha 29 de abril de 2003, 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-001-SECRE-2003, Características y especificaciones del gas natural, 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 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 con fecha 6 de febrero de 2004, se publicaron en el **Diario Oficial de la Federación** las respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-SECRE-2003, Características y especificaciones del gas natural.

Cuarto. 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-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SECRE-2003, CALIDAD DEL GAS NATURAL (CANCELA Y SUSTITUYE A LA NOM-001-SECRE-1997, CALIDAD DEL GAS NATURAL)

En la elaboración de esta Norma Oficial Mexicana participaron, entre otras, las instituciones y empresas siguientes: Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía, Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Comisión Federal de Electricidad, Gas Natural México, Confederación de Cámaras Industriales de los Estados Unidos Mexicanos (CONCAMIN), Petróleos Mexicanos (Dirección General Corporativa de Operaciones).

INDICE

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Parámetros de calidad del gas natural
6. Muestreo
7. Métodos de prueba
8. Concordancia con normas internacionales
9. Vigilancia
10. Vigencia

11. Bibliografía

12. Procedimiento de evaluación de la conformidad

1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (en lo sucesivo la Norma) tiene como finalidad establecer las características y especificaciones que debe cumplir el gas natural que se conduzca en los sistemas de transporte, 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 utiliza como combustible y se conduce desde las líneas de batería de las plantas de procesamiento, puntos de importación o puntos de entrega de las plantas de gas natural licuado y se entrega en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, es decir:

El productor, procesador o importador de gas natural es responsable de la calidad del gas natural que entregue en los sistemas de transporte, almacenamiento o distribución.

El transportista es responsable de la calidad del gas que reciba, así como de mantener sus sistemas en condiciones adecuadas para entregar el gas con la calidad que se establece en esta Norma, y

Los distribuidores son responsables de la calidad del gas que se conduce por sus sistemas y de mantener éstos en condiciones adecuadas para entregar el gas con la calidad que se establece en esta Norma.

La Norma no aplica al gas natural conducido directamente desde las fuentes de producción a las plantas de procesamiento y al gas natural que se conduce desde los buque tanques a las plantas de almacenamiento de gas natural licuado. Tampoco se aplica al gas transportado y almacenado en sistemas que interconectan su explotación, extracción y elaboración dentro de la industria petrolera, conforme ésta se define en el artículo 3 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

3. Referencias

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

4. Definiciones

4.1 Análisis del gas: el uso de métodos y técnicas para la determinación de la composición del gas, de acuerdo con las normas oficiales mexicanas, normas mexicanas, y en lo previsto por éstas, con la Práctica Internacionalmente Reconocida.

4.2 Calidad del gas natural: la composición y el conjunto de características físico-químicas que posee el gas natural de acuerdo con las propiedades siguientes:

- a) Poder calorífico, Índice Wobbe;
- b) Densidad, factor de compresibilidad
- c) Densidad relativa y puntos de rocío

4.3 Comisión: la Comisión Reguladora de Energía

4.4 Composición del gas: la concentración de los componentes presentes en el gas.

4.5 Composición molar: el término utilizado para expresar la fracción mol o por ciento mol de una mezcla gaseosa (fracción x_i) del componente i . La fracción mol es la relación de las moles del componente i , con respecto al número de moles totales presentes en la mezcla gaseosa. Para un gas ideal, la fracción mol (o por ciento mol) es igual a la fracción volumen, sin embargo, esta relación debe ajustarse por el comportamiento de gases reales utilizando el factor de compresibilidad.

4.6 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.

4.7 Condiciones estándar: condiciones bajo las que se mide el gas natural correspondientes a la presión absoluta de 101,33 kPa y temperatura de 288,71 K.

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

4.9 Densidad relativa (gravedad específica) del gas, ρ : la relación de la densidad de un gas con respecto a la densidad del aire seco a las mismas condiciones de presión y temperatura.

4.10 Gas natural: la mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano;

4.11 Gas natural licuado: la mezcla de hidrocarburos en estado líquido compuesta principalmente por metano.

4.12 Índice Wobbe: la relación del poder calorífico superior (H_s) en base volumétrica, con respecto a la raíz cuadrada de la densidad relativa, de acuerdo con:

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

donde:

H_s : poder calorífico superior

ρ : densidad relativa

4.13 Intercambiabilidad: el grado de sustitución de las características de combustión de un gas con respecto a otro gas, es decir, se dice que dos gases son intercambiables cuando las características del gas A se parecen a las del gas B, por lo que un gas puede sustituir al otro, o en su caso mezclarse, sin afectar la operación de los equipos e instalaciones.

4.14 Poder calorífico: se divide en dos tipos, poder calorífico superior (bruto en base seca) y poder calorífico inferior (neto).

4.14.1.1 Poder calorífico superior real (H_s): es la cantidad de energía producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen de gas natural seco con aire, a condiciones base de presión y temperatura. En la determinación del poder calorífico los productos de la combustión se mantienen a una temperatura de 293,15 K y la entalpía del agua formada durante el proceso de combustión se determina en fase líquida.

4.14.1.2 Poder calorífico inferior real (H_i): es la cantidad de energía producida en forma de calor por la combustión completa de una unidad de gas natural en aire seco a condiciones base de presión y temperatura; los productos de combustión se mantienen a la misma temperatura (condición base) en estado gaseoso.

4.15 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.

4.16 Técnicamente libre: no deben encontrarse trazas de los componentes que se mencionen.

4.17 Temperatura de rocío del agua: temperatura arriba de la cual no se produce condensación de agua a una presión especificada. Para cualquier presión por abajo de la presión especificada no ocurrirá condensación a esta temperatura.

4.18 Temperatura de rocío de hidrocarburos: temperatura arriba de la cual no se produce condensación de hidrocarburos a una presión especificada.

4.19 Unidad de Verificación (UV): la persona acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) que realiza actos de verificación. Con respecto a la presente Norma esto significa que las UV's deben ser acreditadas por un organismo de acreditación y aprobadas por la Comisión.

5. Parámetros de calidad del gas natural

5.1 Composición del gas

El componente principal del gas natural es el metano con pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados y gases no combustibles. La determinación de las concentraciones de los componentes principales, secundarios y trazas, se realiza 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. Los componentes presentes en el gas natural son:

5.1.1 Componentes principales: metano, etano, propano, butanos, pentanos más pesados, nitrógeno y bióxido de carbono.

5.1.2 Componentes secundarios: hidrógeno, oxígeno, monóxido de carbono, helio.

5.1.3 Trazas: ácido sulfhídrico, mercaptanos, azufre total.

5.2 Propiedades del gas

5.2.1 Propiedades físicas:

Poder calorífico superior

Densidad

Contenido de humedad

Punto de rocío de hidrocarburos

5.2.2 Otras características:

El gas natural debe ser libre de:

Agua, aceite e hidrocarburos líquidos.

Material sólido: polvos, gomas y cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en los ductos y sus instalaciones en cantidades que provoquen deterioro en los materiales que normalmente se encuentran en dichas instalaciones y que afecten su utilización.

Otros gases que puedan afectar a los sistemas de conducción de transporte y/o utilización del gas.

5.3 Intercambiabilidad

Las especificaciones que se utilizan para la determinación de la calidad del gas natural se basan fundamentalmente en la introducción de parámetros de sustitución o mezcla de gases, sin afectar la operación de los equipos e instalaciones, que se denomina Intercambiabilidad.

Los criterios sobre la intercambiabilidad, se basan en la utilización del Índice Wobbe, que representa la cantidad de energía a la entrada de los equipos que utilizan gas natural.

Otros parámetros de intercambiabilidad, son los Índices AGA o Índices Waver, los cuales se derivan de forma experimental e indican: color de la flama, cenizas formadas durante la combustión, extinción de la flama, combustión incompleta, etc. Dichos índices, se relacionan con el Índice Wobbe.

Para fines de esta Norma, se utiliza el Índice Wobbe como parámetro de Intercambiabilidad.

Tabla 1. Propiedades del gas natural

Propiedad	Unidades	Especificación			
		Mínimo	Máximo	Máximo Dic./2005	Máximo Dic./2007
Oxígeno	% Vol.	---	0,2		
Inertes					
Nitrógeno (N ₂)	% Vol.	---	5,0		
Bióxido de Carbono (CO ₂)	% Vol.	---	3,0		
Total de inertes	% Vol.	---	5,0		
Contenido de licuables a partir del propano (C ₃ +) O bien, temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8000 kPa	l/m ³ K (°C)	---	0,059 271,15 (-2)	0,050	0,045
Humedad (H ₂ O)	mg/m ³	---	112		
Poder calorífico superior	MJ/m ³	35,42	41,53		
Índice Wobbe	MJ/m ³	45,8	50,6		
Acido sulfhídrico (H ₂ S)	mg/m ³	---	6,1		
Azufre total (S)	mg/m ³	---	150,0		
Material sólido	----	Libre de polvos, gomas y cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en los ductos y sus instalaciones. Así como en cantidades que provoquen deterioro en los materiales que normalmente se encuentran en dichas instalaciones y que afecten su utilización.			
Líquidos	----	Libre de agua, aceite e hidrocarburos líquidos.			

donde:

MJ/m ³	megajoules por metro cúbico
mg/m ³	miligramos por metro cúbico
% Vol	por ciento en volumen
K	grados Kelvin
kPa	kiloPascal
m ³	Metro cúbico en condiciones base

5.4 Las propiedades del gas natural en la Tabla 1, se encuentran en condiciones base de presión y temperatura. El factor de corrección de 1 metro cúbico de gas natural en condiciones estándar equivale a 1,05 metros cúbicos de gas en condiciones base.

5.5 Para la determinación de la temperatura de rocío por análisis cromatográfico se debe considerar la composición hasta heptano (C₇H₁₆).

5.6 El gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución proveniente de las plantas de gas natural licuado, debe cumplir específicamente, con la temperatura de rocío indicada en la Tabla 1 de esta Norma.

5.7 Las propiedades del gas se deben determinar utilizando los métodos de prueba establecidos por 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.

5.8 El rango de temperatura en la entrega del gas natural en los sistemas de transporte, distribución y/o usuarios finales es de 283,15 a 323,15 K. En caso que un usuario desee entregar gas natural a una temperatura inferior al mínimo establecido, puede hacerlo, siempre y cuando no afecte la operación del sistema, previa autorización por escrito del transportista.

5.9 De conformidad con la NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida, en su Tabla 21 Reglas para la escritura de los números y su signo decimal, se señala: el signo decimal debe ser una coma sobre la línea (,). Si la magnitud de un número es menor que la unidad, el signo decimal debe ser precedido por un cero.

5.10 Parámetro de emergencia

En caso de emergencia operativa en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, se permite la entrega de gas natural con $\pm 5\%$ del Índice Wobbe de los valores indicados en la Tabla 1, por un periodo máximo de 12 horas, previa notificación a los usuarios y autoridades competentes. Los casos de emergencia severa serán notificados inmediatamente a las autoridades competentes, en los términos que se establezcan en las normas oficiales mexicanas aplicables y, en su caso, en los permisos de los transportistas, distribuidores y almacenadores de gas natural, a efecto que dichas autoridades apliquen las medidas necesarias ante la emergencia.

6. Muestreo

El muestreo de gas natural se debe realizar de conformidad con los métodos de pruebas establecidos por 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.

En caso de no contar con cromatógrafos en línea, el muestreo y análisis del gas natural se debe realizar en forma diaria.

7. Métodos de prueba

Los procedimientos para el análisis del gas natural deben ser de conformidad con lo establecido en 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 establecidos en la bibliografía.

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 parámetros de calidad del gas natural. La parcialidad es debido 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 Reguladora de Energía, 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 y su procedimiento para la evaluación de la conformidad entrarán en vigor a los 60 días siguientes de su publicación en el **Diario Oficial de la Federación**.

11. Bibliografía

11.1 American Gas Association. Gas Measurement Manual. General.

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

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

11.4 American Gas Association. Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses, Report No. 4A.

11.5 ASTM D-1142-86. Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew Point Temperature.

11.6 ASTM D-1826-88. Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter.

11.7 ASTM D-1945-96. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.

11.8 ASTM D-3588-81. Standard Test Method for Calculating Calorific Value and Specific Gravity (Relative Density) of Gaseous Fuels.

11.9 ASTM D-4084-94. Standard Test Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method).

11.10 ASTM D-4468-856. Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry.

11.11 International Standard. ISO 6326. Natural Gas-Determination of Sulfur Compounds.

11.12 International Standard. ISO 6327:1981. Gas analysis-Determination of the water dew point of natural gas-cooled surface condensation hygrometers.

11.13 International Standard. ISO-6975-1997. Natural Gas. Extended analysis. Gas chromatographic method.

11.14 International Standard. ISO-6976-1995. Natural Gas. Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition.

11.15 International Standard. ISO 10715. Gas Natural-Sampling guidelines.

11.16 International Standard. ISO-13686-1998. Natural Gas. Quality designation.

11.17 International Standard. ISO 13734:1998. Natural gas-Organic Sulfur Compounds used as odorants-Requirements and test methods.

11.18 Gas Processors Association. GPA 2166-86. Obtaining Natural Gas Samples.

11.19 Gas Processors Association. GPA Standard 2172-96. Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility Factor for Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis.

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

11.21 Gas Processors Association. GPA Standard 2286-95. Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas chromatography.

11.22 Gas Quality, Proceedings of the Congress of Gas Quality Specification and Measurement of Physical and Chemical Properties of Natural Gas, Ed. by G.J. Van Rossum, Groningen, The Netherlands, April 22-25, 1986.

11.23 Hedden, K., and Heike, Th., Quality Specifications of Pipeline Natural Gas, Review of the European Situation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe 1, 1986.

**Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana
NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural**

INDICE

1. Objetivo
2. Disposiciones generales
3. Definiciones
4. Procedimiento
5. 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) y a los usuarios de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural (NOM), para la determinación del grado de cumplimiento con dicha 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 la calidad 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 en el sistema para la evaluación de la calidad 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 Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

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, almacenamiento y/o distribución, que el gas 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 siguiente:

- a) Que mensualmente a través de un laboratorio de prueba acreditado en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se lleve a cabo el análisis de la calidad del gas, para lo cual, se debe conservar un registro de los resultados del laboratorio de prueba.
- b) Que diariamente a través de los métodos, equipos y materiales establecidos por el Permisionario, productor o importador de gas natural o gas natural licuado se lleve a cabo el análisis de la calidad del gas.

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

3. Definiciones

Para efectos del presente PEC se establecen las siguientes definiciones:

3.1 Acta circunstanciada: el documento expedido en cada una de las verificaciones realizadas, en el cual se hará constar por lo menos: 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;

3.2 Autoridad competente: la Secretaría de Energía, a través de la Comisión Reguladora de Energía;

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

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

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

3.6 La Norma: NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural;

3.7 Ley: la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

3.8 Permisionario: el titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución de gas natural, en los términos del Reglamento de Gas Natural;

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

3.10 Reglamento: el Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

3.11 Sistema para la evaluación de la calidad 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 la calidad del gas natural;

3.12 Unidad de Verificación (UV): las personas acreditadas y aprobadas para la verificación del cumplimiento con la NOM, en términos de la LFMN;

3.13 Verificación: la constatación ocular y comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio, o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad en un momento determinado.

4. Procedimiento

4.1 La Comisión Reguladora de Energía podrá requerir a la planta de procesamiento, punto de importación o planta de gas natural licuado, la evaluación de la conformidad con la NOM 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 puntos de inyección en los sistemas de transporte, almacenamiento y/o distribución, que el gas que se introduzca en los sistemas cumpla con las especificaciones indicadas en esta Norma, de conformidad a lo establecido en el campo de aplicación.

4.2 La evaluación de la conformidad con la NOM debe ser realizada por una UV debidamente acreditada y aprobada por la Comisión Reguladora de Energía.

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

4.4 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 Reguladora de Energía.

4.5 La UV debe realizar la verificación en los términos de la Ley y su Reglamento, mediante la cual verificará que los equipos, materiales y componentes utilizados en la evaluación de la calidad del gas natural cumplen con lo dispuesto en la NOM. La UV levantará un acta circunstanciada, en la cual asentará, en su caso, los incumplimientos, para que el permisionario haga las correcciones en el plazo que se le fije en dicha acta.

4.6 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.

4.7 La UV, con base a las actas circunstanciadas, debe elaborar un dictamen de verificación.

4.8 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 Reguladora de Energía, para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.

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

5. Aspectos técnicos que debe verificar la Unidad de Verificación

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

5.2 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 la calidad del gas natural, así como aquella información que considere necesaria a efecto de evaluar la conformidad con la NOM.

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

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

5.4 La UV debe realizar las etapas a que hace referencia el inciso 5.3, en los equipos, materiales y componentes utilizados en la evaluación de la calidad del gas natural siguientes:

- A. Equipo e instalación
- B. Operación, mantenimiento y seguridad

1. Revisión de la información documental

La UV debe verificar que la documentación está completa y que las especificaciones del equipo de prueba y su instalación, así como los procedimientos de operación, mantenimiento y seguridad cumplen con los requisitos de la NOM. Para tales efectos, la UV debe recabar y revisar la información siguiente:

a) Se pueden utilizar los métodos de prueba para evaluar la calidad del gas natural que se especifican en la tabla siguiente, o bien, utilizar los métodos de prueba indicados en la bibliografía de esta Norma.

Tabla 1. Métodos de prueba para evaluar la calidad y requisitos que debe cumplir el gas natural

Propiedad	Unidades	Métodos de prueba	Especificación			
			Mínimo	Máximo	Máximo Dic./2005	Máximo Dic./2007
Oxígeno	% Vol.		---	0,2		
Inertes		ASTM D 1945 ISO 6975				
Nitrógeno (N ₂)	% Vol.		---	5,0		
Bióxido de carbono (CO ₂)	% Vol.		---	3,0		
Total de inertes	% Vol.		---	5,0		
Contenido de licuables a partir del propano	l/m ³	ASTM D 1945 ISO 6975	---	0,059	0,050	0,045
O temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8000 kPa	K (°C)	ASTM D 1142 ASTM D 1945 ISO 6975		271,15 (- 2)		
Humedad (H ₂ O)	mg/m ³	ASTM D 1142 ISO 6327	---	112		

Poder calorífico superior	MJ/m ³	ASTM D 1826 ASTM D 1945 ISO 6975 ISO 6976	35,42	41,55		
Indice Wobbe	MJ/m ³	ISO 6976	45,8	50,6		
Acido sulfhídrico (H ₂ S)	mg/m ³	ASTM D 4084	---	6,1		
Azufre total (S)	mg/m ³	ASTM D 4468 ISO 6326	---	150,0		

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

c) Los certificados de calibración vigentes de los equipos, aparatos e instrumentos utilizados para evaluar la conformidad con la Norma;

d) 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;

e) Los registros y estadísticas del control de calidad del gas natural;

f) Los certificados de calibración vigentes de los equipos, aparatos e instrumentos para la determinación de las especificaciones del gas natural, y

g) El plano de localización de los equipos, aparatos e instrumentos utilizados para la determinación de las especificaciones indicadas en la tabla 1.

A. Equipos e instalación

5.5 La UV debe verificar que se cuenta con los métodos de prueba para determinar las especificaciones indicadas en la tabla 1 o los indicados en la bibliografía.

5.6 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, por lo menos cada mes.

5.7 La UV debe verificar que se cuenta con patrones de referencia y que éstos cuentan con los certificados de calibración necesarios para garantizar la precisión de las mediciones.

5.8 La UV debe verificar que existan instrucciones escritas en idioma español. Asimismo, que se cuente con la memoria de cálculo para la determinación de la temperatura de rocío de hidrocarburos correspondientes a la presión de operación del sistema y los criterios para evaluar los resultados y que cumplan con los requisitos establecidos en el método de prueba.

5.9 La UV debe verificar que existan instrucciones escritas en español. Asimismo, que se cuente con la memoria de cálculo para la determinación del poder calorífico, Índice Wobbe, contenido de impurezas e inertes correspondientes a las condiciones establecidas en la Norma y los criterios para evaluar los resultados que cumplan con los requisitos establecidos en el método de prueba.

B. Operación y mantenimiento

5.10 La UV debe verificar que se cuente con un manual de procedimientos escritos en idioma español y en formato de la empresa, que contenga, entre otros, los instructivos para operar los equipos, aparatos e instrumentos propios de su sistema para la evaluación de la calidad del gas natural, los cuales deben ser aplicados por el personal encargado, para la realización correcta de las pruebas, registros y estadísticas de resultados.

5.11 La UV debe verificar que el permisionario cuenta con procedimientos escritos en idioma español que describan las medidas específicas de seguridad que debe aplicar el personal encargado de la realización de cada una de las pruebas.

5.12 La UV debe verificar que se cuenta con procedimientos escritos en idioma español que describan las medidas específicas de seguridad que debe aplicar el personal encargado de la realización de cada una de las pruebas.

5.13 Cálculos y precisión en los resultados

La UV debe verificar que se cuente con la memoria de cálculo para la determinación de las propiedades del gas natural, y que éstas cumplen con los requisitos establecidos en los métodos de prueba.

2. Verificación en campo

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.

e) Verificar que la ubicación de los equipos, aparatos e instrumentos es congruente con el plano de localización de dichos equipos.

México, D.F., a 19 de diciembre de 2003.- El Presidente, **Dionisio Pérez-Jácome**.- Rúbrica.- El Comisionado y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos, **Raúl Monteforte**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Rubén Flores**, **Adrián Rojí**.- Rúbricas.

AVISO mediante el cual se comunica la solicitud de permiso presentada por el organismo subsidiario Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo trabajos de exploración superficial relacionados con el Estudio Sismológico Tridimensional Chicontepec, perteneciente al Proyecto de Inversión Amatitlán-Profeta-Zapotempa-Vinazco, del Activo Regional de Exploración, Región Norte.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.- Subsecretaría de Hidrocarburos.- Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

AVISO MEDIANTE EL CUAL SE COMUNICA LA SOLICITUD DE PERMISO PRESENTADA POR EL ORGANISMO SUBSIDIARIO PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION PARA LLEVAR A CABO TRABAJOS DE EXPLORACION SUPERFICIAL RELACIONADOS CON EL "ESTUDIO SISMOLOGICO TRIDIMENSIONAL CHICONTEPEC", PERTENECIENTE AL PROYECTO DE INVERSION AMATITLAN-PROFETA-ZAPOTEMPA-VINAZCO, DEL ACTIVO REGIONAL DE EXPLORACION, REGION NORTE.

Con fundamento en los artículos 14, 16 y 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2o., 3o. y 4o. de la Ley del **Diario Oficial de la Federación** y Gacetas Gubernamentales; 3o. de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 8o.

del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 55 del Reglamento de Trabajos Petroleros, y 22 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía se comunica que el organismo subsidiario Pemex Exploración y Producción, a través de su apoderado legal, ingeniero José Antonio Escalera Alcocer, Administrador del Activo Integral Poza Rica-Altamira, mediante oficio

246-25000-25450-5-000279/04, de fecha 24 de febrero de 2004, solicita a esta Secretaría de Energía el permiso para la realización del estudio de reconocimiento y exploración superficial que a continuación se detalla:

1. NOMBRE DEL TRABAJO

"Estudio Sismológico Tridimensional Chicontepec", Proyecto de Inversión Amatitlán-Profeta-Zapotempa-Vinazco, Activo Regional de Exploración, Región Norte.

2. LOCALIZACION Y LIMITES DEL AREA A CUBRIR

El área de estudio se localiza en una fracción de los municipios de Jalpan, Venustiano Carranza, Pantepec y Francisco Z. Mena, en el Noreste del Estado de Puebla, y en parte de los municipios de Ixhuatlán de Madero, Chicontepec, Temapache, Castillo de Teayo, Tihuatlán, Coyutla y Coatzintla, en el Estado de Veracruz, y queda comprendida en las asignaciones petroleras número A-1071, A-1103, A-1104, A-1105, A-1108 y A-1109.

El estudio se desarrollará en un área aproximada de 1,131 km². Se trabajará dentro del área cuyos vértices dados en coordenadas UTM y geográficas son los siguientes:

COORDENADAS DEL ESTUDIO SISMOLOGICO TRIDIMENSIONAL CHICONTEPEC

Vértice	UTM*		Geográficas	
	X	Y	Latitud	Longitud
A	602,797.51 m	2'305,169.44 m	20°50'41.89" N	98°00'43.03" W
B	617,202.51 m	2'315,106.44 m	20°56'02.01" N	97°52'22.25" W
C	651,625.95 m	2'260,337.46 m	20°26'11.86" N	97°32'47.70" W
D	637,219.95 m	2'250,407.46 m	20°20'52.86" N	97°41'07.46" W

*Datum Geodésico NAD27 MC99

3. METODO EXPLORATORIO

El "Estudio Sismológico Tridimensional Chicontepec" se realizará con el método de Sismología de Reflexión Tridimensional mediante una brigada que opere en forma portátil e integral, con equipo sismógrafo telemétrico, utilizando pequeñas cargas de material explosivo como fuente de energía.

La prospección sismológica de reflexión tridimensional es un método indirecto basado en la interpretación de ondas sísmicas generadas artificialmente desde la superficie del terreno, mismas que viajan por el subsuelo y son captadas a su regreso por un sismógrafo, cuyo registro e interpretación permite determinar las características de las estructuras y trampas estratigráficas con posibilidades de contener hidrocarburos.

La operación se inicia con la apertura de brechas o haciendo transitables los caminos ya existentes por donde pasan las líneas sísmicas. Esta actividad se realiza empleando, cuando es necesario, tractores y procurando no afectar la flora o la infraestructura existente en el área de estudio.

Posteriormente, se traza una retícula sobre el terreno, tanto para líneas de fuente impulsiva como para líneas de recepción y se efectúa la perforación de pozos de tiro a una profundidad promedio de 21 m; a continuación se tienden los cables, se instalan las cajas telemétricas y se plantan los sismodetectores (geófonos) a lo largo de cada línea sísmica programada.

Los pozos de tiro se cargan con pequeñas cantidades de explosivos sismográficos altamente direccionales hacia el subsuelo, que al ser activados con estopines eléctricos generan frentes de ondas sísmicas que se transmiten a través de todas las capas del subsuelo y son reflejadas o refractadas al encontrar cambios en las propiedades físicas de las rocas o contactos entre capas o estratos de la corteza terrestre. Las ondas sísmicas reflejadas retornan a la superficie, en donde son captadas por los sismodetectores, los cuales transforman los pequeños impulsos mecánicos en eléctricos, los que son filtrados, amplificados y grabados en cintas magnéticas en la estación receptora (sismógrafo). Posteriormente, se procesa la información sísmica y se obtienen secciones sismológicas que permiten identificar estructuras y trampas estructurales con características favorables para almacenar hidrocarburos.

La adquisición de los datos sísmicos en tres dimensiones permitirá definir las características estructurales y estratigráficas de las rocas areno-arcillosas de la Formación Chicontepec del Paleoceno-Eoceno Inferior; el espesor y la distribución espacial de los yacimientos localizados en abanicos submarinos turbidíticos con el fin de continuar actualizando el modelo geológico; coadyuvar a la caracterización de los yacimientos, y establecer una mejor estrategia en la incorporación y explotación de hidrocarburos, minimizando los factores de riesgo geológico.

El presente Aviso deberá publicarse por una sola vez en el **Diario Oficial de la Federación** para que, en un término de treinta días hábiles a la entrada en vigor del presente, los propietarios, poseedores o usufructuarios de los terrenos objeto de la exploración presenten su oposición, si la

hubiere, ante la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, ubicada en avenida Insurgentes Sur número 890, piso 11, colonia Del Valle, Delegación Benito Juárez, código postal 03100, en México, Distrito Federal. Sufragio Efectivo. No Reelección. México, D.F., a 11 de marzo de 2004.- El Director General, **Rafael Alexandri Rionda**.- Rúbrica.

AVISO mediante el cual se comunica la solicitud de permiso presentada por el organismo subsidiario Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo trabajos de exploración superficial relacionados con el Estudio Sísmico Tridimensional Areas Potenciales I Emú Sur, perteneciente al Proyecto de Inversión Incorporación de Reservas Burgos Exploratorio, del Activo Integral Burgos, Región Norte.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.- Subsecretaría de Hidrocarburos.- Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

AVISO MEDIANTE EL CUAL SE COMUNICA LA SOLICITUD DE PERMISO PRESENTADA POR EL ORGANISMO SUBSIDIARIO PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION PARA LLEVAR A CABO TRABAJOS DE EXPLORACION SUPERFICIAL RELACIONADOS CON EL ESTUDIO SISMICO TRIDIMENSIONAL AREAS POTENCIALES I EMU SUR, PERTENECIENTE AL PROYECTO DE INVERSION INCORPORACION DE RESERVAS BURGOS EXPLORATORIO, DEL ACTIVO INTEGRAL BURGOS, REGION NORTE.

Con fundamento en los artículos 14, 16 y 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2o., 3o. y 4o. de la Ley del **Diario Oficial de la Federación** y Gacetas Gubernamentales; 3o. de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 8o. del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 55 del Reglamento de Trabajos Petroleros, y 22 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía se comunica que el organismo subsidiario Pemex Exploración y Producción, a través de su apoderado legal, ingeniero Jorge Javier Fernández Garza, Jefe del Departamento de Administración de Bienes y Servicios del Activo Integral Burgos, mediante oficio 247-25450-2-0129/04, de fecha 16 de enero de 2004, solicita a esta Secretaría de Energía el permiso para la realización del estudio de reconocimiento y exploración superficial que a continuación se detalla:

1. NOMBRE DEL TRABAJO

“Estudio Sísmico Tridimensional Areas Potenciales I Emú Sur”, Proyecto de Inversión Incorporación de Reservas Burgos Exploratorio, Activo Integral Burgos, Región Norte.

2. LOCALIZACION Y LIMITES DEL AREA A CUBRIR

El área de estudio se localiza aproximadamente a 120.77 km al noroeste de Reynosa, Tamaulipas; a 91.50 km al noroeste del Municipio de China y a 33.63 km al noreste del Municipio de General Treviño, en el Estado de Nuevo León, y queda comprendida en las asignaciones petroleras números A-999, A-1001, A-1485, A-1487 y A-1492.

El estudio se desarrollará en un área aproximada de 1,120 km².

Se trabajará dentro del área cuyos vértices dados en coordenadas UTM y geográficas son los siguientes:

COORDENADAS DEL ESTUDIO SISMICO TRIDIMENSIONAL AREAS POTENCIALES I EMU SUR

Vértice	UTM*		Geográficas	
	X	Y	Latitud	Longitud
A	439,762.00 m	2'958,468.00 m	26°44'51.71" N	99°36'20.81" W
B	465,670.00 m	2'958,811.00 m	26°45'06.00" N	99°20'42.91" W
C	469,066.00 m	2'938,693.00 m	26°34'12.34" N	99°18'38.19" W
D	462,765.00 m	2'937,628.00 m	26°33'37.18" N	99°22'25.84" W

E	463,827.00 m	2'931,320.00 m	26°30'12.23" N	99°21'46.81" W
F	478,421.00 m	2'933,786.00 m	26°31'33.46" N	99°12'59.73" W
G	478,103.00 m	2'928,458.00 m	26°28'40.25" N	99°13'10.89" W
H	479,188.00 m	2'914,847.00 m	26°21'17.86" N	99°12'30.91" W
I	455,132.00 m	2'910,780.00 m	26°19'03.66" N	99°26'58.33" W
J	450,795.00 m	2'936,416.00 m	26°32'56.46" N	99°29'38.31" W
K	443,700.00 m	2'935,216.00 m	26°32'16.50" N	99°33'54.53" W

*Datum Geodésico NAD27 MC99

3. METODO EXPLORATORIO

El "Estudio Sísmico Tridimensional Areas Potenciales I Emú Sur", se realizará mediante el método Sismológico de Reflexión Tridimensional con la técnica de vibrosismo. La información sísmica de alta resolución que se adquirirá ayudará en la obtención de datos del subsuelo con un buen grado de interpretabilidad, lo que permitirá definir las características estructurales y estratigráficas para confirmar la presencia de este tipo de trampas con posibilidades de contener hidrocarburos.

La adquisición sísmica se realizará empleando como fuente impulsiva de energía superficial el vibrosismo controlado. La operación se inicia con la apertura de brechas o haciendo transitables los caminos ya existentes. Esta actividad se realiza empleando, cuando es necesario, tractores y procurando no afectar la flora o la infraestructura existente en el área de estudio.

Posteriormente se traza una retícula sobre el terreno, tanto para líneas de fuente impulsiva como para líneas de recepción; a continuación se tienden los cables, se instalan las cajas telemétricas y se plantan los sismodetectores (geófonos) a lo largo de cada línea sísmica programada. La malla de líneas sísmicas tendrá rumbo noroeste-sureste (fuente) y noreste-suroeste (receptoras).

El vibrosismo se genera utilizando camiones que tienen planchas de acero que vibran en puntos específicos en una malla regular sobre el terreno. En cada punto fuente se posicionan cuatro camiones para producir los vibrosismos controlados de pequeña intensidad.

La aplicación de la fuente de energía genera ondas sísmicas que viajan hacia el interior de la tierra y son reflejadas o refractadas al encontrar cambios en las propiedades físicas de las rocas o en los contactos entre capas o estratos de la corteza terrestre. Las ondas sísmicas reflejadas retornan a la superficie, en donde son captadas por los sismodetectores, los cuales transforman los pequeños impulsos mecánicos en eléctricos y son filtrados, amplificados y grabados en cintas magnéticas en la estación receptora (sismógrafo). Posteriormente se procesa la información sísmica y se obtienen secciones sismológicas que permiten identificar estructuras y trampas estructurales con características favorables para almacenar hidrocarburos.

La adquisición de los datos sísmicos en tres dimensiones permitirá definir, en la porción norte del estudio, la complejidad estructural-estratigráfica del área; la continuidad y extensión de la roca almacén correspondiente a los desarrollos arenosos en las facies turbidíticas de los intervalos productores en el play Wilcox Inferior; los desarrollos arenosos equivalentes a las arenas Emú, dentro del Paleoceno Midway, localizadas a profundidades de 2,500 m a 2,900 m; la continuidad y extensión de la arena 10 del Paleoceno Midway productora en los campos Gigante, Jaujal y en el pozo Emú 11, a profundidades de 1,400 m a 2,000 m, y explorar los desarrollos de arenas que pudieran ser localizadas a mayores profundidades. Para la porción sur del área de estudio se tiene como objetivo a las Formaciones Wilcox y Queen City, cuyas profundidades varían de 1,000 m a 1,500 m y de 2,000 m a 3,000 m, respectivamente. Como objetivo secundario, la adquisición de datos sísmicos ayudará a definir la complejidad estructural-estratigráfica de los yacimientos a nivel Mesozoico cuyo rango de profundidades es de 2,800 m a 4,000 m.

El presente Aviso deberá publicarse por una sola vez en el **Diario Oficial de la Federación** para que, en un término de treinta días hábiles a la entrada en vigor del presente, los propietarios, poseedores o usufructuarios de los terrenos objeto de la exploración presenten su oposición, si la hubiere, ante la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la

Secretaría de Energía, ubicada en avenida Insurgentes Sur número 890, piso 11, colonia Del Valle, Delegación Benito Juárez, código postal 03100, en México, Distrito Federal.
Sufragio Efectivo. No Reelección.
México, D.F., a 4 de marzo de 2004.- El Director General, **Rafael Alexandri Rionda**.-
Rúbrica.

EXTRACTO de la solicitud para obtener un permiso de transporte de gas natural, presentada por Tejas Gas de la Península, S. de R.L. de C.V.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.-
Secretaría Ejecutiva.- SE/DGGN/0498/2004.

Al público en general:

Asunto: Solicitud para obtener un permiso de transporte de gas natural, presentada por Tejas Gas de la Península, S. de R.L. de C.V.

Tejas Gas de la Península, S. de R.L. de C.V., presentó el 9 de febrero de 2004 ante la Comisión Reguladora de Energía, solicitud para obtener un permiso de transporte de gas natural de acceso abierto que inicia en Valladolid Estado de Yucatán y termina en Benito Juárez, Estado de Quintana Roo.

La Comisión Reguladora de Energía mediante oficio DGGN/434/2004 de fecha 5 de marzo de 2004, comunicó al solicitante que procedería a evaluar dicha solicitud, por lo que, en cumplimiento del artículo 34

del Reglamento de Gas Natural y a fin de que en un plazo de dos meses contado a partir de la fecha de

esta publicación, se reciban objeciones o comentarios con relación al proyecto de referencia, se publica
el siguiente:

Extracto

El sistema de transporte de gas natural de Tejas Gas de la Península, S. de R.L. de C.V.

(TGP), iniciará en el Poblado Pixoy, Municipio de Valladolid, Estado de Yucatán y

terminará en el de Benito Juárez, Quintana Roo. El sistema tendrá su origen en la

interconexión con el ducto de 406.4 milímetros (16 pulgadas)

de diámetro de Energía Mayakan, S. de R.L. de C.V., tramo Ciudad Pemex-Valladolid. Las coordenadas del punto de interconexión son: latitud, 20° 42'02" y longitud 88° 16'22".

El sistema propuesto estará formado por un ducto troncal de acero al carbón especificación API-5L X65, de 162.55 kilómetros de longitud y 406.4 milímetros (16 pulgadas) de diámetro, tendrá dos estaciones

de medición, una de compresión, una trampa de envío de diablos, otra trampa doble de envío-recibo, una de recibo y 11 válvulas de seccionamiento.

Tejas Gas de la Península, S. de R.L. de C.V., manifestó que la capacidad del sistema de transporte será de 68.109 MM PCD (1.93 MM MCD) con compresión.

Esta publicación no interrumpirá el trámite de la solicitud inicial.

Atentamente

México, D.F., a 10 de marzo de 2004.- El Secretario Ejecutivo, **Francisco J. Valdés**

López.- Rúbrica.