

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

DISPOSICIONES Administrativas relacionadas con la entrega de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.

EDUARDO CAMERO GODINEZ, Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, con fundamento en los artículos 33, fracción XXV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 19, fracción XIII, incisos b) y c) de la Ley Minera; 5, fracciones XVI y XVII, 35 y 36 del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral; 3, fracción III, inciso a), y 13, fracciones XVIII y XXV del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía y Primero del Acuerdo por el que se delegan en los servidores públicos que se indican, las atribuciones señaladas de la Ley Minera y del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 25 de julio de 2011.

CONSIDERANDO

Que el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 establece el Objetivo 1.3 "Elevar la exploración, producción y transformación de hidrocarburos de manera sustentable", así como la Estrategia 1.3.4 "Promover la recuperación y el aprovechamiento del gas asociados a los yacimientos de carbón mineral con estándares de seguridad y protección al ambiente";

Que el artículo 4o., cuarto párrafo, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo señala que el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral se sujetará a las disposiciones aplicables de transporte, almacenamiento y distribución de gas;

Que para el aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral se considerará lo dispuesto en el artículo 19, fracción XIII, de la Ley Minera, que establece que dicho aprovechamiento puede darse por el autoconsumo, la entrega a Petróleos Mexicanos o ambas;

Que el artículo 19, fracción XIII, inciso b, de la Ley Minera, establece que para el transporte y servicio de entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral a Petróleos Mexicanos será necesaria la celebración de un contrato en los términos de las disposiciones administrativas que fije la Secretaría de Energía;

Que el artículo 19, fracción XIII, inciso c, del mismo ordenamiento, indica que los términos y la metodología para el pago de la contraprestación por los servicios de transporte y entrega de gas, serán establecidos por la autoridad competente;

Que el artículo 5, fracciones XVI y XVII, del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, señala que corresponde a la Secretaría de Energía la atribución de establecer las disposiciones administrativas de carácter general que fijen los términos de los contratos para la entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral que al efecto celebren Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y los permisionarios, así como los términos y la metodología para el pago de la contraprestación por la entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, que formará parte de dichos contratos;

Que el artículo 35 del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral dispone que:

1. El transporte, el almacenamiento y las actividades industriales para el aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral se sujetarán a las disposiciones aplicables de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y a sus normas reglamentarias;
2. Las actividades antes mencionadas requerirán autorización de la Secretaría de Energía, quien emitirá los lineamientos a los que éstas se sujetarán hasta los sitios en los que se realice el autoconsumo o la entrega a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios;

3. La Secretaría de Energía se asegurará que en todo momento exista congruencia entre los lineamientos aplicables al transporte y almacenamiento de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral y las disposiciones aplicables al transporte y almacenamiento de gas natural, de conformidad con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Reglamento de Gas Natural y demás disposiciones aplicables, y
4. El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral que se entregue a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberá cumplir con las especificaciones que se definan en el contrato de entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.

Que el artículo 36 del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral señala que al indicar el punto de conexión, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se sujetarán a los términos que expida la Secretaría de Energía, de conformidad con dicho ordenamiento, y que dichos términos preverán la posibilidad de que el permisionario proponga la ubicación del punto de conexión;

Que las presentes Disposiciones propician que las actividades relacionadas con la entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se lleven a cabo de forma eficiente, conforme a principios de equidad, homogeneidad y seguridad, y evitan prácticas que impliquen la discriminación indebida en la realización de las actividades de entrega del gas asociado al carbón mineral, conforme a la normativa aplicable

Que a través de este instrumento se busca mejorar la transparencia en el proceso de entrega del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios y garantizar una contraprestación adecuada en términos de lo establecido en la Ley, y

Que por lo anterior, resulta de importancia emitir el presente ordenamiento administrativo, razón por la cual he tenido a bien expedir las siguientes:

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS RELACIONADAS CON LA ENTREGA DE GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Primera. El presente ordenamiento tiene por objeto establecer:

1. Los términos a los que se sujetarán PEMEX y los Permisionarios respecto del Punto de Entrega;
2. Los lineamientos a los que se sujetarán el Transporte, el Almacenamiento y las actividades industriales para el aprovechamiento del Gas, hasta los sitios en que se realice la Entrega a PEMEX;
3. Las disposiciones que fijen los términos de los contratos para la Entrega, que al efecto celebren PEMEX y los Permisionarios, y
4. Los términos y la metodología para el pago de la contraprestación que realice PEMEX a los Permisionarios por la Entrega.

Segunda. Para los efectos de este ordenamiento, además de las definiciones establecidas en el Reglamento, se estará a las siguientes:

1. Almacenamiento: La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar Gas, cuando sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos;
2. Comisión: La Comisión Reguladora de Energía;
3. Distribución: La actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica;
4. Entrega: La transferencia física del Gas que realice el Permisionario a PEMEX;
5. Gas Natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente por metano.
6. Instalación Industrial: Las instalaciones de PEMEX para llevar a cabo las actividades de producción, procesamiento, Transporte, Distribución o Almacenamiento de hidrocarburos;

7. Norma Oficial Mexicana de Calidad del Gas Natural: La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural, o cualquier otra que la sustituya o modifique;
8. Permisionario: El concesionario minero a quien se le haya otorgado el permiso para la recuperación y aprovechamiento del Gas, o bien, la asociación autorizada, en los términos del artículo 19, fracción XIII, de la Ley;
9. Permisionario de Almacenamiento: El titular de un permiso de Almacenamiento, otorgado por la Comisión;
10. Permisionario de Distribución: El titular de un permiso de Distribución, otorgado por la Comisión;
11. Permisionario de Transporte: El titular de un permiso de Transporte, otorgado por la Comisión;
12. Punto de Entrega: El lugar en el que el Permisionario lleva a cabo la Entrega, de acuerdo con el artículo 27, fracción XIV, de la Ley Minera, así como con lo pactado en el contrato;
13. Reglamento: El Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral;
14. Responsable de la Medición: La parte del contrato en el que se formaliza la Entrega, que lleva a cabo la medición del volumen y calidad del Gas en el Punto de Entrega;
15. Sector Tarifario: Es el sector de un Sistema de Transporte en el que se aplica un pago específico por el servicio de Transporte de Gas Natural;
16. Sistema: El conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para la conducción o almacenamiento de gas, y
17. Transporte: La actividad de recibir, conducir y entregar el Gas por medio de ductos a personas que no sean usuarios finales dentro de una zona geográfica.

CAPITULO II

ENTREGA A PEMEX

Tercera. El Gas podrá entregarse en un punto de los Sistemas de Transporte de PEMEX o en cualquier Instalación Industrial que el Permisionario y PEMEX pacten en el contrato, siempre que no exista un impedimento técnico para efectuar la Entrega.

La conducción de Gas en los Sistemas de Transporte, Almacenamiento y Distribución operará bajo principios de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio, de conformidad con las disposiciones aplicables en materia de Gas Natural.

Cuarta. PEMEX y el Permisionario, previo a la formalización del contrato, acordarán el Punto de Entrega. El Permisionario podrá proponer a PEMEX la ubicación del Punto de Entrega y PEMEX sólo podrá modificar la ubicación propuesta en los términos del artículo 36, segundo párrafo, del Reglamento.

Para efectos de lo anterior, se entenderá por impedimento técnico que:

1. En el Punto de Entrega propuesto por el Permisionario, PEMEX no cuente con capacidad disponible de Transporte o, en su caso, de Almacenamiento;
2. La interconexión no sea técnicamente viable, en caso de que la Entrega se pretenda realizar en algún Sistema de Transporte de PEMEX, o
3. En el Punto de Entrega propuesto no exista la infraestructura necesaria para efectuar la Entrega.

En caso de que el Permisionario presente a PEMEX una propuesta sobre el Punto de Entrega, PEMEX deberá darle respuesta, por escrito y en un plazo no mayor a quince días hábiles, contado a partir de la recepción de la solicitud, con copia a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, respecto de si el Gas puede ser entregado en dicho punto.

Cuando PEMEX proponga una modificación al Punto de Entrega propuesto por el Permisionario, deberá incluir en la respuesta a que se refiere el párrafo anterior las razones que justifiquen la modificación del punto propuesto y la documentación comprobatoria correspondiente.

CAPITULO III

TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y DEMAS ACTIVIDADES INDUSTRIALES

Quinta. Para realizar el Transporte desde el punto de recolección hasta el Punto de Entrega, el Permisionario se sujetará al marco regulatorio aplicable al Gas Natural, solicitando el respectivo permiso de transporte, o bien, contratando el servicio de un Permisionario de Transporte.

Sexta. El Permisionario podrá construir y operar infraestructura de Almacenamiento sujetándose al marco regulatorio aplicable al Gas Natural, solicitando el correspondiente permiso de Almacenamiento, o bien, contratando el servicio de un Permisionario de Almacenamiento.

Séptima. Las actividades de Distribución deberán sujetarse al marco regulatorio aplicable al Gas Natural, solicitando el correspondiente permiso de Distribución, o bien, contratando el servicio de un Permisionario de Distribución.

Octava. A partir del Punto de Entrega, la enajenación, la conducción, el Transporte, la Distribución, el Almacenamiento del Gas y demás actividades relacionadas serán responsabilidad de PEMEX.

CAPITULO IV

TERMINOS DE LOS CONTRATOS DE ENTREGA

Novena. Las especificaciones del Gas que se entregue deberán incluirse en los contratos; asimismo, se estipulará que en caso de que no cumpla con las especificaciones señaladas en los mismos, PEMEX podrá no aceptar el Gas, o bien, recibirlo, sujeto a la aplicación de las sanciones que se indiquen por ese hecho.

En caso de que el Gas se pretenda entregar y conducir en alguno de los puntos de inyección de los Sistemas de Transporte, de Almacenamiento o de Distribución, se deberá cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Oficial Mexicana de Calidad del Gas Natural vigente al momento de la Entrega.

Décima. En los contratos se estipulará la prevención de que si al llevar a cabo las actividades relacionadas con la Entrega ocurre algún siniestro, accidente o emergencia en los centros de trabajo o en las instalaciones en las que se realice la Entrega, poniendo en riesgo la seguridad de las personas, del medio ambiente o de las instalaciones de PEMEX o de los Permisionarios, PEMEX deberá dar aviso inmediato a éstos y podrá no recibir el Gas.

Para el caso de que las operaciones y actividades realizadas u omitidas por PEMEX o por el Permisionario, o bien, las condiciones de sus instalaciones, provoquen afectaciones o pérdidas en los bienes o activos de la otra parte, se estipularán las penas convencionales respectivas.

Décima Primera. Los contratos para la Entrega deberán contener lo siguiente:

1. Definiciones;
2. Las especificaciones siguientes:
 - a. Punto de Entrega y, en su caso, los términos y condiciones para notificar y realizar su cambio de ubicación;
 - b. Condiciones técnicas requeridas para la recepción del Gas en el Punto de Entrega;
 - c. Volumen y calidad del Gas: los términos para que el Permisionario, durante la vigencia del contrato, presente a PEMEX un programa de Entregas, que formará parte del mismo e incluirá los volúmenes por día, la calidad y los límites máximos y mínimos permisibles, dentro de los rangos que establezcan las normas aplicables;
 - d. Términos generales del programa, calendario y modalidades de la Entrega;
 - e. Los requerimientos y la parte Responsable de la Medición del Gas en el Punto de Entrega. Asimismo, se señalará que la parte que no sea el Responsable de la Medición podrá instalar, mantener y operar por su cuenta el equipo de verificación de medición que considere necesario, en el entendido de que los equipos instalados por ambas partes no interferirán entre ellos;

- f. Que las inversiones necesarias para la habilitación del Punto de Entrega serán responsabilidad del Permisionario y las inversiones necesarias para la construcción, mantenimiento y operación de la estación de medición serán realizadas por el Responsable de la Medición;
 - g. Que las inversiones se sujetarán a las condiciones de servicio autorizadas por la Comisión al Permisionario de Transporte o Distribución correspondiente;
 - h. Cálculo de la contraprestación por la Entrega conforme a la metodología establecida en el capítulo siguiente, incluyendo las referencias, parámetros y estimaciones utilizados para determinarla;
 - i. Penas convencionales, y
 - j. Supuestos de caso fortuito y fuerza mayor.
5. Condiciones y contraprestaciones comerciales, tales como términos, formas y plazos de pago;
 6. Vigencia del contrato;
 7. La posibilidad de ceder los derechos y obligaciones contractuales, así como las condiciones para realizar dicha cesión;
 8. Causales de terminación anticipada del contrato;
 9. La estipulación de que el Permisionario se obliga a notificar inmediatamente a PEMEX en caso de que el permiso de recuperación y aprovechamiento del Gas otorgado por la SENER sea revocado o cancelado durante la vigencia del contrato;
 10. Mecanismos de solución de controversias, y
 11. La indicación de que el contrato se registrará por las leyes federales aplicables y las controversias que se susciten serán de la competencia de los tribunales federales, salvo acuerdo arbitral.

Décima Segunda. Los Permisarios interesados en suscribir con PEMEX un contrato deberán:

1. Presentar, solicitud por escrito, dirigida al Subdirector de Gas Natural de Pemex Gas y Petroquímica Básica, o a quien lo sustituya en sus funciones, en original y copia simple, que contenga, al menos, lo siguiente:
 - a. El nombre, denominación o razón social del solicitante;
 - b. En su caso, el nombre de su representante legal;
 - c. Domicilio para recibir notificaciones, así como el nombre de la persona o personas autorizadas para recibirlas, y
 - d. Firma del interesado o su representante legal.
2. Adjuntar a la solicitud la siguiente documentación:
 - a. En su caso, la documentación que acredite la existencia legal del solicitante;
 - b. En su caso, los documentos que acrediten la personalidad y las facultades del representante del solicitante, y
 - c. Copia simple del permiso y, en su caso, autorización de asociación para la recuperación y aprovechamiento del Gas.

Décima Tercera. En caso de que la solicitud no cumpla con los requisitos señalados en la disposición anterior, PEMEX deberá prevenir al solicitante por escrito y por una sola vez, dentro de los diez días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud, para que éste subsane la omisión dentro de un plazo de diez días hábiles, contado a partir de la notificación de dicha prevención.

Transcurrido dicho plazo sin desahogar la prevención, PEMEX dará por desechado el trámite. De no realizarse la prevención en los términos mencionados, PEMEX no podrá desechar el trámite argumentando que está incompleto.

Décima Cuarta. Una vez que se encuentre debidamente integrada la solicitud, PEMEX tendrá un plazo de treinta días hábiles, contado a partir de la integración de la misma, para suscribir el contrato con el interesado.

Décima Quinta. Respecto de los contratos celebrados o sus modificaciones, PEMEX deberá informar a la SENER lo siguiente:

1. Los datos del Permisionario que lo suscribe;
2. El volumen y el programa de Entregas, y
3. El Punto de Entrega.

PEMEX deberá mantener a disposición de la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos los contratos que formalice, así como sus convenios de modificación o, en su caso, de extinción.

CAPITULO V

TERMINOS Y METODOLOGIA PARA EL PAGO DE LA CONTRAPRESTACION POR LA ENTREGA DEL GAS

Décima Sexta. Con el objeto de determinar el pago de la contraprestación por la Entrega, se llevará a cabo la medición del Gas en el Punto de Entrega, en términos de volumen y poder calorífico, de conformidad con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana de Calidad del Gas Natural y en otras disposiciones aplicables a la medición del gas natural.

Décima Séptima. El pago de la contraprestación por la Entrega se efectuará conforme a la siguiente metodología:

$$Ps_t = PGNs_t - TT_t - CC_t$$

En donde:

Ps_t Pago de Contraprestación al Permisionario en el Punto de Entrega.

$PGNs_t$ Precio promedio de referencia aplicable al Gas Natural en el periodo t , en el Sector Tarifario que corresponda al Punto de Entrega a PEMEX. Se calculará con base en el precio máximo de Venta de Primera Mano en el Punto de Entrega, de conformidad con las disposiciones aplicables.

TT_t Costo total del servicio de Transporte en que incurra el Permisionario. Se calculará con base en la tarifa de Transporte intrasector, que se referirá a la tarifa neta autorizada a PEMEX para el servicio de Transporte, vigente en el periodo t , y calculada de conformidad con las disposiciones aplicables. Cuando no esté especificada una tarifa de Transporte, ésta será definida por PEMEX conforme a las disposiciones aplicables para el Gas Natural, así como relaciones inter-organismos.

CC_t Comisión comercial por el manejo del Gas que realice PEMEX. Se determinará conforme a los precios que autorice la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en las operaciones inter-organismos que realice PEMEX. La comisión comercial se determinará con base en lo siguiente:

Comisión comercial en función del volumen a entregar ^{1/}

| Modalidad de entrega | Comisión comercial en función del volumen a entregar ^{1/} | | | | | |
|----------------------|--|--|---|--|--|--------------------------------|
| | Menor o igual a 10,029.9 Gj diarios ^{2/} | Mayor a 10,029.9 y menor o igual a 50,149.5 Gj diarios | Mayor a 50,149.5 y menor o igual a 300,897.0 Gj diarios | Mayor a 300,897.0 y menor o igual a 501,495.0 Gj diarios | Mayor a 501,495.0 y menor o igual a 1,002,990.0 Gj diarios | Mayor a 1,002,990.0 Gj diarios |
| Base Variable | 0.30 | 0.25 | 0.20 | 0.20 | 0.20 | 0.20 |
| Base Firme | 0.20 | 0.15 | 0.10 | 0.04 | 0.02 | 0.004 |

1/ Comisión comercial expresada en dólares americanos por Gigajoule.

2/ Gigajoules diarios.

La Comisión comercial podrá ser revisada por las autoridades competentes cuando se considere que no refleja las condiciones de recepción y manejo del Gas.

El precio promedio de referencia se establecerá en pesos por Gigajoules. Para efectos de conversión de dólares a pesos, se utilizará el promedio del tipo de cambio que utilice PEMEX para la facturación de ventas de primera mano de Gas Natural aplicable al periodo correspondiente, de conformidad con las disposiciones aplicables.

CAPITULO VI
DISPOSICIONES FINALES

Décima Octava. Para efectos de la inconformidad prevista en el último párrafo del artículo 36 del Reglamento, se podrá solicitar la intervención de la SENER en los términos del capítulo V del mismo ordenamiento, así como lo establecido en la siguiente disposición.

Décima Novena. De conformidad con el artículo 40, fracción V, del Reglamento, la solicitud de intervención, que se presente por escrito ante la SENER, deberá incluir las pruebas que tengan relación inmediata y directa con el desacuerdo sobre la determinación del Punto de Entrega o acerca de la existencia del impedimento técnico o del costo o inversiones que haya que cubrir para superar el impedimento.

De acuerdo con el artículo 189 del Código Federal de Procedimientos Civiles, en todo caso en que se necesiten conocimientos técnicos especiales para la apreciación de los medios de prueba a que se refiere el párrafo anterior, la SENER podrá apoyarse de la opinión de un experto independiente, ya sea cuando las partes lo soliciten, o bien, la misma dependencia lo juzgue conveniente. Para estos efectos, la SENER deberá observar lo siguiente:

- a. El experto independiente deberá actuar como especialista y no como árbitro. El experto independiente, así como el objeto del dictamen y los términos de la contratación deberán ser determinados por la SENER, a menos que sean determinados por mutuo acuerdo entre las partes.
- b. La selección del experto independiente deberá basarse preferentemente en personas u organismos reconocidos como especialistas en el campo relevante.
- c. Las partes asumirán los costos que se generen con relación al procedimiento contenido en esta disposición y los honorarios del experto independiente deberán ser cubiertos por las partes en proporciones iguales, de conformidad con las disposiciones aplicables.
- d. De considerarlo necesario, el experto independiente podrá solicitar a la SENER la realización de reuniones con las partes, para establecer puntos específicos sobre la controversia y podrá requerir la información complementaria que resulte conducente para emitir su dictamen.

El experto independiente deberá salvaguardar la confidencialidad de la información que las partes pongan a su disposición.
- e. El experto independiente deberá emitir su dictamen dentro de un término prudente que al efecto señale la SENER.

Vigésima. Cuando los actos de PEMEX no se apeguen a lo dispuesto en este ordenamiento, el Permisionario tiene expedita la reclamación a que se refiere el artículo 37 del Reglamento.

Asimismo, el Permisionario podrá solicitar la intervención de la SENER, por conducto de la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en términos del artículo 38 del Reglamento.

El procedimiento en los casos anteriores se sustanciará conforme al Capítulo V del Reglamento.

Vigésima Primera. La Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, por conducto de su titular o del servidor público que éste indique, atenderá todo lo relacionado con la interpretación, atención de consultas y resolución de casos no previstos con motivo del presente ordenamiento, para lo cual podrá realizar las consultas necesarias a las instancias competentes.

TRANSITORIO

UNICO. Este ordenamiento entrará en vigor al día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a los diecinueve días del mes de agosto de dos mil once.- El Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, **Eduardo Camero Godínez**.- Rúbrica.

DISPOSICIONES Técnicas para la realización de los estudios que se practiquen a efecto de comprobar la asociación del gas a los yacimientos de carbón mineral.

EDUARDO CAMERO GODINEZ, Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, y MIGUEL ANGEL ROMERO GONZALEZ, Director General de Minas de la Secretaría de Economía, con fundamento en los artículos 33, fracciones XXI y XXV, y 34, fracciones XXVII, XXVIII y XXXI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 7, fracción XIV, y 53 de la Ley Minera; 4, 5, fracciones VI y XVIII, 7, fracción VIII, 47 y 48 del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral; 1, 2, apartado B), fracción XXII, 11, 12, fracciones IX y XVI, y 33, fracción I, del Reglamento Interior de la Secretaría de Economía; 3, fracción III, inciso a, y 13, fracciones XVIII y XXV, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía y Primero del "Acuerdo por el que se delegan en los servidores públicos que se indican, las atribuciones señaladas de la Ley Minera y del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 25 de julio de 2011.

CONSIDERANDO

Que el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 establece el Objetivo 1.3 "Elevar la exploración, producción y transformación de hidrocarburos de manera sustentable", así como la Estrategia 1.3.4 "promover la recuperación y el aprovechamiento del gas asociados a los yacimientos de carbón mineral con estándares de seguridad y protección al ambiente";

Que el artículo 7, fracción XIV, de la Ley Minera, señala que es atribución de la Secretaría de Economía, en conjunto con la Secretaría de Energía, establecer disposiciones administrativas de carácter técnico para la recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. Asimismo, el artículo 53 del mismo ordenamiento indica que la Secretaría de Economía, en ejercicio de las facultades de verificación que confiere dicha ley, podrá practicar visitas de inspección con apego a las disposiciones contenidas en ese artículo;

Que el artículo 5, fracción VI, del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, dispone que corresponde a la Secretaría de Energía, entre otras, la atribución de expedir las disposiciones administrativas de carácter general a las que deberán sujetarse los permisionarios para la recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral;

Que el artículo 7, fracción VIII, del citado Reglamento, dispone que los concesionarios que pretendan obtener o modificar el permiso o, en su caso, la autorización de asociación, a que se refiere el artículo 19, fracción XIII, de la Ley Minera, deberán presentar ante la Secretaría de Energía una solicitud por escrito en original y copia, junto con la que se proporcionarán diversos datos y documentos, entre ellos, los resultados de los estudios practicados a efecto de comprobar la asociación del gas a los yacimientos de carbón mineral, conforme a las disposiciones de carácter técnico que se emitan por las autoridades competentes;

Que el artículo 20, fracción IV, del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, establece que la Secretaría de Energía negará los permisos para la recuperación y aprovechamiento de gas, entre otros casos, cuando derivado de los resultados de los estudios que el promovente entregue en cumplimiento del artículo 7, fracción VIII, de dicho Reglamento, no se demuestre que el gas es asociado a los yacimientos de carbón mineral;

Que el artículo 48 del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral señala que la Secretaría de Economía ejercerá las facultades de verificación que le confiere la Ley Minera con arreglo al artículo 53 de la misma y a las demás disposiciones jurídicas que le apliquen en el ámbito de su competencia. Asimismo, tratándose de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral la Secretaría de Economía, a solicitud de la Secretaría de Energía, realizará las visitas de inspección correspondientes, en cuyo caso, uno o varios servidores públicos de la Secretaría de Energía acompañarán, coadyuvarán, y emitirán su informe técnico correspondiente de las visitas practicadas;

Que de conformidad con los artículos 9 de la Ley Minera y 48, tercer párrafo, del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, cada dependencia podrá auxiliarse de las instancias competentes para realizar actividades en el ámbito de sus atribuciones respectivas;

Que a fin de comprobar que el gas que pretenden recuperar y aprovechar los concesionarios mineros conforme al proyecto de recuperación y aprovechamiento que presenten a la Secretaría de Energía en cumplimiento al artículo 19, fracción III, del Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, esté efectivamente asociado a los yacimientos de carbón mineral, con el objeto de garantizar que las actividades objeto del permiso o, en su caso, la autorización de asociación, se apeguen a lo dispuesto en el marco normativo, y de otorgar certidumbre jurídica a los particulares sobre el alcance de dichas actividades, y

Que por lo anterior, es de importancia emitir el presente ordenamiento administrativo, hemos tenido a bien expedir las siguientes:

DISPOSICIONES TECNICAS PARA LA REALIZACION DE LOS ESTUDIOS QUE SE PRACTIQUEN A EFECTO DE COMPROBAR LA ASOCIACION DEL GAS A LOS YACIMIENTOS DE CARBON MINERAL

Primera. Las presentes disposiciones de carácter general tienen por objeto establecer los requisitos y contenido de los estudios que se practiquen a efecto de comprobar la asociación del gas a los yacimientos de carbón mineral.

Segunda. Para los efectos de las presentes disposiciones se estará a las definiciones del Reglamento y a las siguientes:

- I. Cánister: Contenedor que puede sellarse y aísla del aire exterior su contenido, utilizado para contener muestras de roca o carbón, y que permite atrapar el gas durante la Desorción del mismo a través de calentamiento;
- II. Cromatografía de Gases: Es la técnica analítica que emplea el principio de partición entre dos fases, una estacionaria y una móvil, para la separación de los componentes de una mezcla;
- III. Desorción: Es el fenómeno por el cual las moléculas de gas son despegadas de la superficie interfacial del carbón, ocasionando su desplazamiento hacia el estado de gas libre;
- IV. Espectrometría de Masas: Es la técnica analítica que permite generar el espectro de masas de cada compuesto particular para la identificación del compuesto de interés;
- V. Gas Natural: La mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente por metano;
- VI. GPS: Sistema de posicionamiento global;
- VII. Intemperismo: Alteración de materiales rocosos expuestos al aire, a la humedad y al efecto de la materia orgánica;
- VIII. IRMS. Isotope-ratio mass spectrometry: Técnica analítica que permite determinar las relaciones isotópicas de un elemento químico por medio de la Espectrometría de Masas;
- IX. Isótopos Estables de Carbono: Son los átomos del elemento químico carbono que contienen 6 protones y 6 neutrones, C-12 (^{12}C); 6 protones y 7 neutrones, C13 (^{13}C);
- X. Isótopos Estables de Hidrógeno: Son los átomos del elemento químico hidrógeno que contienen 1 protón y cero neutrones, protio (H); y 1 protón y 1 neutrón, deuterio (D);
- XI. Isotubo: Recipiente especialmente diseñado para coleccionar gas en el cabezal del pozo o directamente del Cánister;
- XII. Muestra de Núcleo: Muestra de roca o carbón recuperada por medio de un dispositivo nucleador directamente en la formación geológica;
- XIII. Reglamento: El Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral;
- XIV. Pirólisis: Técnica que consiste en el calentamiento programado de una muestra de roca bajo una atmósfera inerte con la finalidad de cuantificar selectivamente los productos de la descomposición de la materia orgánica;
- XV. VPDB: Patrón de referencia de la relación isotópica $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ en muestra de carbono en carbonato de la Vienna Pee Dee Belemnite, y
- XVI. VSMOW: Patrón de referencia de la relación isotópica deuterio/hidrógeno en muestra de agua de la Vienna- Standard Mean Ocean Water.

Tercera. Los estudios que se practiquen a efecto de comprobar la asociación del gas a los yacimientos de carbón mineral, se ajustarán a lo siguiente:

- I. Estudios geológicos del gas que se pretende recuperar, que consistirán en información geológica que demuestre en qué formación estratigráfica se encuentra el yacimiento de carbón mineral al que está asociado el gas a extraer.

Estos estudios incluirán lo siguiente:

- a) Datos de la formación geológica: edad, periodo y descripción litológica;
- b) Ubicación de la formación geológica: coordenadas del área, profundidad menor, mayor y media, del yacimiento o de los yacimientos;

- c) Sección geológica estructural, geo-referenciada con escala, así como su posición estratigráfica; y
- d) Columna estratigráfica general en donde se muestre la posición del o de los yacimientos de carbón mineral.

Los estudios deberán contener la firma autógrafa y el número de la Cédula Profesional del geólogo responsable de su elaboración.

- II. Estudios de caracterización geoquímica del gas que se pretende recuperar, que deberán considerar las siguientes etapas:

- a) Recolección de muestras del gas a recuperar:

Se deberán tomar muestras en la zona en la que se pretende recuperar el gas, conforme al proyecto que se presente en términos del artículo 19, fracción III, del Reglamento. El muestreo del gas deberá llevarse a cabo conforme al procedimiento establecido en el anexo I de estas disposiciones.

Asimismo, el muestreo del gas se deberá llevar a cabo por los laboratorios o instituciones de investigación que cumplan con los requisitos establecidos en el anexo III del presente ordenamiento.

- b) Análisis de las muestras recolectadas:

Se deberá llevar a cabo el análisis de Isótopos Estables de Carbono e Hidrógeno en compuestos individuales presentes en las muestras de gas: CH₄ (metano), C₂H₆ (etano), C₃H₈ (propano), iC₄H₁₀ (iso-butano), C₄H₁₀ (butano), iC₅H₁₂ (isopentano), C₅H₁₂ (pentano) y CO₂ (dióxido de carbono), mediante las técnicas de Cromatografía de Gases/combustión/Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas y Cromatografía de Gases/Pirólisis/Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas para carbono e hidrógeno, respectivamente, con el fin de establecer las huellas isotópicas de los gases y determinar sus fuentes de generación. Dicho análisis se deberá llevar a cabo conforme al procedimiento establecido en el anexo II de estas disposiciones.

A efecto de que los estudios que consideren el análisis de las muestras recolectadas se tomen en cuenta por la SENER, dichos análisis deberán llevarse a cabo por los laboratorios o instituciones de investigación que cuenten con los elementos a que se refiere el anexo III.

Cuarta. A partir de los estudios practicados conforme a la Disposición anterior, se considerará que el gas a recuperar se trata de Gas, conforme al artículo 4, fracción VIII, de la Ley, y conforme al artículo 2, fracción III, del Reglamento, si cumple con la siguiente caracterización geoquímica para las huellas isotópicas del carbono e hidrógeno del metano: que el valor isotópico del gas a recuperar, generado por y asociado a las capas de carbón, esté comprendido entre -71 y -46 $\delta^{13}\text{C CH}_4$ (0/00 VPDB) y entre -230 y -173 $\delta\text{D CH}_4$ (0/00 VSMOW).

Donde:

- i. $\delta^{13}\text{C CH}_4$ es el valor isotópico del carbono en metano, y
- ii. $\delta\text{D CH}_4$ es el valor isotópico del deuterio en metano.

En los resultados de los estudios que se presenten a la SENER se deberá incluir la información solicitada en la Disposición Tercera, fracción I, así como el valor isotópico del gas a recuperar obtenido a partir de las actividades de muestreo y análisis a que se refiere la fracción II de la misma Disposición.

Los resultados del análisis a que se refiere la Disposición Tercera, fracción II, deberán incluir la memoria de las actividades realizadas por el laboratorio o instituto seleccionado conforme al anexo III, especificando los pasos desarrollados para cada una de las etapas señaladas en los anexos I y II.

Los resultados de los estudios deberán ser entregados por el concesionario minero a la SENER en original, identificando al laboratorio o instituto correspondiente, rubricados en todas sus hojas por el responsable del mismo y su cargo.

Esta información deberá ser presentada a la SENER junto con la solicitud de permiso y, en su caso, de autorización de asociación.

Para efectos de los permisos de recuperación y aprovechamiento de Gas, los concesionarios mineros conservarán el estudio completo por un periodo no menor de 5 años, contados a partir de la fecha de recepción por parte de la SENER, para consulta y disposición de ésta.

Quinta. La aplicación, interpretación y atención de casos no previstos en estas disposiciones corresponde a la SENER, por conducto de la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

TRANSITORIOS

Primero. Las presentes disposiciones entrarán en vigor el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo. Las presentes disposiciones abrogan los "LINEAMIENTOS a los que se sujetarán los concesionarios mineros que pretendan obtener o modificar el permiso o autorización de asociación para la recuperación de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, relativos a los estudios que se deberán practicar a las muestras requeridas y que comprueben que se trata de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral", publicados en el Diario Oficial de la Federación el 11 de junio de 2009.

Ciudad de México, a 1 de septiembre, de 2011.- El Director General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, **Eduardo Camero Godínez**.- Rúbrica.- El Director General de Minas, **Miguel Angel Romero González**.- Rúbrica.

**ANEXO I DE LAS DISPOSICIONES TECNICAS PARA LA REALIZACION
DE LOS ESTUDIOS QUE SE PRACTIQUEN A EFECTO DE COMPROBAR LA
ASOCIACION DEL GAS A LOS YACIMIENTOS DE CARBON MINERAL**

El muestreo del gas a recuperar se llevará a cabo conforme al siguiente procedimiento:

1. Material mínimo requerido

- a)** Para llevar a cabo el muestreo de carbón y la Desorción del gas se deberá contar con el siguiente material:
 - i.** Cánister provisto de sistema de calentamiento y manómetro;
 - ii.** Isotubo al vacío;
 - iii.** GPS;
 - iv.** Cajas para almacenamiento y transporte de muestras; y
 - v.** Conectores NPT de acero inoxidable.
- b)** Para llevar a cabo el muestreo de gas, se deberá contar con el siguiente material:
 - i.** Isotubo al vacío;
 - ii.** Válvula para Isotubo
 - iii.** GPS
 - iv.** Cajas para almacenamiento y transporte de muestras

2. Volumen requerido de muestra

Para cada proyecto de recuperación y aprovechamiento se requerirán un mínimo de 10 muestras, ya sea de carbón o de gas. En caso de que el área del proyecto exceda de 10 kilómetros cuadrados, se requerirá 1 muestra de carbón, o bien, una muestra de gas por cada 10 kilómetros cuadrados adicionales.

El número de muestras a recolectar y a analizar dependerá del área definida en las coordenadas geográficas del proyecto de recuperación y aprovechamiento de Gas que se presente a la SENER, y el muestreo deberá ser representativo y estar distribuido en todo el proyecto.

3. Procedimiento de muestreo

a) Muestreo de carbón y Desorción del gas

La toma de muestras de carbón se realizará al interior de las minas, en frentes recientes de perforación, que no estén afectados por Intemperismo. El procedimiento a seguir para el muestreo de carbón es el siguiente:

- i.** Se ubicará y registrará geográficamente el punto de muestreo con un GPS.
- ii.** Se ingresará a la mina portando el equipo de protección personal y llevando el material de muestreo requerido.
- iii.** Con el metanómetro se ubicará el punto de mayor concentración de metano para elegir el punto de muestreo, siempre en sitios que no rebasen el 2 por ciento de concentración de metano.
- iv.** Se perforará en el frente de mina a una profundidad de 30 centímetros para tomar la muestra de carbón.

- v. Se tomará una Muestra de Núcleo de carbón, en fragmentos no menores a 5 centímetros de diámetro y 10 centímetros de longitud, y se introducirá en el Cánister la cantidad suficiente de carbón sin bloquear el dispositivo de medición de temperatura del Cánister.
- vi. Se cerrará el Cánister herméticamente y se registrará el punto de muestreo, el personal que realizó el muestreo, la fecha y la hora.

Cuando se lleve a cabo el muestreo de carbón, se deberá obtener el gas en Isotubo a través del proceso de Desorción.

La Desorción del gas presente en el carbón se deberá llevar a cabo mediante calentamiento isotérmico del Cánister, a 50 grados centígrados, por un periodo de al menos 10 días.

Para la toma de muestra de gas, el Isotubo se deberá conectar directamente al Cánister mediante conectores de acero inoxidable. Se abrirá la válvula del Cánister para permitir la entrada del gas al Isotubo hasta que se equilibre la presión. Se registrará la presión a la que el gas fue capturado. Se cerrará la válvula del Isotubo, quedando atrapado el gas. Se cerrará la válvula del Cánister y se retirará el Isotubo con la muestra de gas.

b) Muestreo de gas en el interior de las minas

- i. Se llevarán a cabo los pasos indicados en los puntos i., ii. y iii. del inciso a) de este numeral;
 - ii. Se perforará en el frente de mina a una profundidad de 30 cm y se tomará la muestra de gas en el Isotubo, con apoyo de la válvula de Isotubo; y
 - iii. Se registrará el punto de muestreo, el personal que realizó el muestreo, la fecha y la hora.
- 1. Muestreo de gas fuera de las minas (en pozos exploratorios)**
- i. Se ubicará y registrará geográficamente el punto de muestreo con un GPS;
 - ii. Se conectará el dispositivo para muestreo en Isotubo en el cabezal del pozo;
 - iii. Se conectará el Isotubo al dispositivo de muestreo y se registra la presión en el cabezal del pozo;
 - iv. Se dejará que fluya el gas al menos por 20 segundos para purgar la línea y se cerrará la purga;
 - v. Se colectará el gas en Isotubo y se cerrará el dispositivo de muestreo; y
 - vi. Se registrará el punto de muestreo, el personal que lo realizó, la presión del cabezal del pozo, la fecha y la hora.

4. Almacenamiento

Las muestras de gas contenidas en el Cánister e Isotubo se almacenarán en un área confinada libre de fuentes potenciales de calor y deberán ser llevadas al laboratorio o instituto para su análisis, conforme al anexo II de las disposiciones, en un periodo no mayor a dos semanas.

**ANEXO II DE LAS DISPOSICIONES TECNICAS PARA LA REALIZACION
DE LOS ESTUDIOS QUE SE PRACTIQUEN A EFECTO DE COMPROBAR
LA ASOCIACION DEL GAS A LOS YACIMIENTOS DE CARBON MINERAL**

A partir de las muestras recolectadas conforme al anexo I de las disposiciones, se determinarán los Isótopos Estables de Carbono e Hidrógeno en compuestos individuales presentes en el gas a recuperar. Para lo anterior se procederá como sigue:

1. Análisis requeridos

Se realizará el análisis isotópico de carbono e hidrógeno en compuestos individuales presentes en muestra de gas natural CH₄ (metano), C₂H₆ (etano), C₃H₈ (propano), iC₄H₁₀ (iso-butano), C₄H₁₀ (butano), iC₅H₁₂ (isopentano), C₅H₁₂ (pentano) y CO₂ (dióxido de carbono, mediante las técnicas de Cromatografía de Gases/combustión/Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas y Cromatografía de Gases/Pirólisis/Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas, para carbono e hidrógeno, respectivamente.

2. Descripción de los análisis a realizar

- a) Análisis isotópico de carbono en compuestos individuales. Se llevará a cabo la separación y combustión de los compuestos presentes en muestras de gas, según el esquema de reacciones contenido en la Tabla 1.

Tabla 1

| Separación | Combustión (CuO) | Remoción agua | Ionización | Determinación isotópica |
|------------|---|---------------------------|---------------|--|
| Gas | $\text{CH}_4 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ | $\rightarrow \text{CO}_2$ | \rightarrow | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |
| | $\text{C}_2\text{H}_6 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ | $\rightarrow \text{CO}_2$ | \rightarrow | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |
| | $\text{C}_3\text{H}_8 \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ | $\rightarrow \text{CO}_2$ | \rightarrow | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |
| | $i\text{C}_4\text{H}_{10} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ | $\rightarrow \text{CO}_2$ | \rightarrow | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |
| | $\text{C}_4\text{H}_{10} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ | $\rightarrow \text{CO}_2$ | \rightarrow | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |
| | $i\text{C}_5\text{H}_{12} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ | $\rightarrow \text{CO}_2$ | \rightarrow | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |
| | $\text{C}_5\text{H}_{12} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ | $\rightarrow \text{CO}_2$ | \rightarrow | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |
| | CO_2 | | | $m/z = 44$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 45$ ($^{13}\text{C}^{16}\text{O}^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) $m/z = 46$ ($^{12}\text{C}^{16}\text{O}^{18}\text{O}^+$, $^{12}\text{C}^{17}\text{O}^{17}\text{O}^+$, $^{13}\text{C}^{17}\text{O}^{16}\text{O}^+$) |

Alcanzada la combustión y la remoción de agua, el dióxido de carbono de la fase gaseosa se analizará mediante IRMS. La relación isotópica ($^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$) se determinará a partir del dióxido de carbono que resulte de la separación y combustión de cada compuesto individual, monitoreando los iones de la relación masa/carga (m/z) 44, 45 y 46, de acuerdo con la Tabla 1.

- b) Análisis isotópico de hidrógeno en compuestos individuales. Para el caso del hidrógeno, se llevará a cabo según el esquema de reacciones contenido en la Tabla 2.

Tabla 2

| Separación | Pirólisis | Remoción CO | Ionización | Determinación isotópica |
|------------|---|--------------------------|---------------|--|
| Gas | $\text{CH}_4 \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$ | $\rightarrow \text{H}_2$ | \rightarrow | $m/z = 2$ (HH^+) $m/z = 3$ (DH^+) |
| | $\text{C}_2\text{H}_6 \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$ | $\rightarrow \text{H}_2$ | \rightarrow | $m/z = 2$ (HH^+) $m/z = 3$ (DH^+) |
| | $\text{C}_3\text{H}_8 \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$ | $\rightarrow \text{H}_2$ | \rightarrow | $m/z = 2$ (HH^+) $m/z = 3$ (DH^+) |
| | $i\text{C}_4\text{H}_{10} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$ | $\rightarrow \text{H}_2$ | \rightarrow | $m/z = 2$ (HH^+) $m/z = 3$ (DH^+) |
| | $\text{C}_4\text{H}_{10} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$ | $\rightarrow \text{H}_2$ | \rightarrow | $m/z = 2$ (HH^+) $m/z = 3$ (DH^+) |
| | $i\text{C}_5\text{H}_{12} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$ | $\rightarrow \text{H}_2$ | \rightarrow | $m/z = 2$ (HH^+) $m/z = 3$ (DH^+) |
| | $\text{C}_5\text{H}_{12} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}$ | $\rightarrow \text{H}_2$ | \rightarrow | $m/z = 2$ (HH^+) $m/z = 3$ (DH^+) |

Una vez realizada la Pirólisis, el hidrógeno obtenido de cada compuesto se analizará mediante IRMS, monitoreando los iones con relación masa/carga (m/z) 2 y 3, correspondientes a la relación isotópica H/H y D/H de cada compuesto, de acuerdo con la Tabla 2.

3. Material requerido

- a) Jeringa
- b) Columna capilar PoraPlot Q, o equivalente
- c) Helio de grado cromatográfico
- d) Metano de ultra alta pureza (UAP)

4. Patrones de referencia

- a) VPDB.
- b) VSMOW.

5. Instrumentos de medición

Se deberá contar con los siguientes instrumentos para realizar la medición:

- a) Sistema automatizado en línea de flujo continuo de Cromatografía de Gases/ combustión/Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas para carbono; y
- b) Sistema automatizado en línea de flujo continuo de Cromatografía de Gases/ Pirólisis/Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas para hidrógeno.

El control de todos los instrumentos, la ejecución del análisis isotópico, así como las actividades de diagnóstico y calibración se deberán efectuar mediante un programa diseñado específicamente para automatizar esas actividades.

6. Condiciones analíticas

Los valores más adecuados de condiciones analíticas (temperatura, tiempo, volumen, flujo, voltaje y vacío), para cada caso en particular deberán basarse en las especificaciones facilitadas por el fabricante del equipo, o bien, determinarse experimentalmente.

La muestra de gas que se utilizará para el análisis isotópico no requerirá de un tratamiento previo. Sin embargo, se deberá tomar una proporción de la muestra para introducirla en el equipo analítico, a fin de evitar el fraccionamiento isotópico por mal manejo de la muestra.

7. Procedimiento

- a) Se verificará el estado que guarda el equipo a utilizar mediante el diagnóstico del vacío o limpieza del sistema, monitoreando que el argón, el oxígeno y el agua estén dentro de los valores límites aceptables conforme a las especificaciones técnicas del equipo.
- b) Los patrones de referencia deberán analizarse al inicio de cada serie de muestras de gas para verificar el desempeño óptimo del equipo analítico.
- c) Una vez que se verifique que la operación del equipo sea la adecuada, se procederá al análisis de la muestra de gas de acuerdo con las condiciones analíticas establecidas conforme al numeral 6 de este Anexo.

ANEXO III DE LAS DISPOSICIONES TECNICAS PARA LA REALIZACION DE LOS ESTUDIOS QUE SE PRACTIQUEN A EFECTO DE COMPROBAR LA ASOCIACION DEL GAS A LOS YACIMIENTOS DE CARBON MINERAL

El análisis de las muestras recolectadas se deberá llevar a cabo por los laboratorios o instituciones de investigación que cumplan con los siguientes requisitos:

1. Los laboratorios o instituciones deberán contar con el siguiente equipo para realizar la determinación de composición isotópica de carbono e hidrógeno:
 - Sistema automatizado en línea de flujo continuo de Cromatografía de Gases/ Combustión/ Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas para carbono; y
 - Sistema automatizado en línea de flujo continuo de Cromatografía de Gases/ Pirólisis/ Espectrometría de Masas de relaciones isotópicas para hidrógeno.
2. Los laboratorios o instituciones deberán contar con la acreditación internacional ISO/IEC-17025: 2005, General requirements for the competence of testing and calibration laboratories, o aquella que la sustituya, o bien, su equivalente, NMX-EC-17025-IMNC-2006, Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración, o aquella que la sustituya.