

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ANEXO 32 DE LA RESOLUCIÓN MISCELÁNEA FISCAL PARA 2025

De las características que deben contener los dictámenes que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero, de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina

Para los efectos del artículo 28, fracción I, apartado B, cuarto párrafo del CFF, en relación con la regla 1.9., fracción XXX y el Capítulo 2.6., "De los controles volumétricos, de los certificados y de los dictámenes de laboratorio aplicables a hidrocarburos y petrolíferos", se dan a conocer las características que deben contener los dictámenes que determinen el tipo de hidrocarburos o petrolífero y octanaje en gasolina, conforme a lo siguiente:

32.1. Dictámenes que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero, de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina

De conformidad con el artículo 28, fracción I, apartado B, cuarto párrafo del CFF y el Capítulo 2.6. "De los controles volumétricos, de los certificados y de los dictámenes de laboratorio aplicables a hidrocarburos y petrolíferos", los contribuyentes indicados en la regla 2.6.1.2. y los que cuenten con autorización para el despacho en lugar distinto al autorizado de conformidad con la regla 2.4.1. de las RGCE para 2025, o aquella que la sustituya, deben obtener los dictámenes que determinen el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero, a que se refiere la regla 2.6.1.1., el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina, con las personas que cuenten con la acreditación o reconocimiento a que se refiere la regla 2.6.1.6., en la periodicidad y con las características establecidas en este Anexo.

32.2. Métodos de prueba

La tabla contenida en este apartado indica los ensayos que deben realizar los sujetos a que se refiere la regla 2.6.1.6., cuando les sea requerido llevar a cabo el dictamen sobre el tipo de hidrocarburo o petrolífero, indicando la(s) propiedad(es) para la(s) que se requiere un ensayo, el (los) método(s) de muestreo, el (los) método(s) de ensayo, así como las unidades en las que deben expresarse los resultados:

Hidrocarburo o petrolífero	Propiedad	Método(s) de muestreo	Método(s) de ensayo	Unidades
Petróleo	Densidad	API MPMS 8.1 o API MPMS 8.2 o ASTM D4057	API MPMS 9.0 o ASTM D287 o ASTM D1298	Grados API
	Azufre total	o ASTM D4177	ASTM D4294	% Masa
Gas natural	Composición	GPA 2166 o ISO 10715	GPA 2145 y GPA 2286	% Peso y % Volumen
	Poder calorífico		GPA 2145 o ASTM D3588	Megajoule/metro cúbico o BTU/pie cúbico
Condensados	Pentanos (C5 en adelante)	GPA 2166 o ISO 10715	GPA 2145 y GPA 2286 o ASTM D3588	% Peso y % Volumen
	Poder calorífico			MMBTU
Gasolinas	Número de octano (RON)		ASTM D2699	Adimensional
	Número de octano (MON)	NMX-Z-12/1 o NMX-Z-12/2 o NMX-Z-12/3	ASTM D2700	Adimensional
	Índice de octano (RON + MON) /2	o ASTM D4057 o ASTM D4177	ASTM D2699 y ASTM D2700 o Mid-IR (Mid-Infrared) y Near-IR (Near-Infrared)	Adimensional

	Contenido de bioetanol (etanol anhidro)		ASTM D4815 o ASTM D5845	% Volumen
Diésel	Contenido de biodiésel	NMX-Z-12/1 o NMX-Z-12/2 o NMX-Z-12/3 o ASTM D4057 o ASTM D4177	ASTM D7371 o ASTM D7806	% Volumen
Turbosina	Contenido de bioturbosina	NMX-Z-12/1 o NMX-Z-12/2 o NMX-Z-12/3 o ASTM D4057 o ASTM D4177	ASTM D4054 o ASTM D7566	% Volumen
	Ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME)	ASTM D4057 o ASTM D4177	ASTM D7797 o IP 585	mg/kg
Gas licuado de petróleo	Composición (butano y propano)	ASTM D1265 o ISO 4257	ASTM D2163	% Volumen

I. La relación de los métodos de ensayo referenciados es la siguiente:

a) De muestreo:

1. API MPMS 8.1 Muestreo: Práctica estándar para muestreo manual del petróleo y productos del petróleo.
2. API MPMS 8.2 Muestreo: Práctica estándar para el muestreo automático del petróleo líquido y productos del petróleo.
3. ASTM D4057 Práctica estándar para muestreo manual del petróleo y productos del petróleo.
4. ASTM D4177 Práctica estándar para el muestreo automático del petróleo líquido y productos del petróleo.
5. GPA 2166 Obtención de muestras de gas natural para análisis por cromatografía de gases.
6. ISO 10715 Gas Natural – Guía para el muestreo.
7. NMX-Z-12/1 Muestreo para la inspección por atributos- Parte 1: Información general y aplicaciones.
8. NMX-Z-12/2 Muestreo para la inspección por atributos- Parte 2: Métodos de muestreo, tablas y gráficas.
9. NMX-Z-12/3 Muestreo para la inspección por atributos- Parte 3: Regla de cálculo para la determinación de planes de muestreo.
10. ASTM D1265 Práctica estándar para muestreo de gases licuados de petróleo (LP), método manual.
11. ISO 4257 Gases licuados de petróleo – Método de muestreo.

b) De ensayo:

1. API MPMS 9.0 Determinación de la densidad, Sección 1- Método de ensayo estándar para densidad, densidad relativa o gravedad API del

- petróleo crudo y productos líquidos del petróleo por el método del hidrómetro.
2. ASTM D287 Método de ensayo estándar para gravedad API del petróleo crudo y productos del petróleo (método electrométrico).
 3. ASTM D1298 Método de ensayo estándar para densidad, densidad relativa o gravedad API del petróleo crudo y productos del petróleo por el método del hidrómetro.
 4. ASTM D4294 Método de ensayo estándar para azufre en petróleo y productos del petróleo por espectrometría de fluorescencia de rayos X de energía dispersiva.
 5. GPA 2145 Tabla de constantes físicas para hidrocarburos y otros compuestos de interés para la industria del gas natural.
 6. GPA 2286 Método para el análisis extendido del gas natural y mezclas gaseosas similares por cromatografía de gas a temperatura programada. Oxígeno, inertes (N₂ y CO₂), componentes secundarios y metano.
 7. ASTM D3588 Práctica estándar para calcular el poder calorífico, factor de compresibilidad y densidad relativa de combustibles gaseosos.
 8. ASTM D2699 Método de ensayo estándar para número de octano de investigación de combustible para motor de encendido por chispa.
 9. ASTM D2700 Método de ensayo estándar para número de octano de combustibles para motores de ignición por chispa.
 10. ASTM D4815 Método de ensayo estándar para determinación de MTBE, ETBE, TAME, DIPE, alcohol-amil-terciario y alcoholes C1 a C4 en gasolina por cromatografía de gas.
 11. ASTM D5845 Método de ensayo estándar para determinación de MTBE, ETBE, TAME, DIPE, metanol, etanol y terbutanol en gasolina por espectroscopia infrarroja.
 12. ASTM D2163 Método de ensayo estándar para determinación de hidrocarburos en gases licuados de petróleo (LP) y mezclas propano/propeno por cromatografía de gas.
 13. ASTM D7371 Método de ensayo estándar para determinación del contenido de biodiesel (ésteres de metilo grasos) en combustible diésel usando espectroscopía de infrarrojo medio (método FTIR-ATR-PLS).
 14. ASTM D4054 Práctica estándar para la evaluación de nuevos combustibles de combustible de aviación (turbosina) y aditivos de combustible.
 15. ASTM D7566 Especificación estándar para el combustible de aviación (turbosina) que contenga hidrocarburos sintetizados.
 16. ASTM D7806 Método estándar para la determinación de contenido de biodiésel (ésteres de metilo grasos) y triglicéridos en combustible diésel utilizando espectroscopía de infrarrojo medio (FTIR Método de Transmisión).
 17. Análisis de referencia basado en la metodología Mid-IR (Mid-Infrared) y Near-IR (Near-Infrared) para la determinación del índice de octano, MON y RON.

18. ASTM D7797 Determinación del contenido de ésteres metílicos de ácidos grasos en combustibles para turbinas de aviación mediante espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier.
19. IP 585 Determinación de ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME), derivados del combustible biodiésel, en combustible para turbina de aviación: GC-MS con método de detección / control selectivo de iones.

c) Siglas y acrónimos:

1. API. Instituto Americano del Petróleo (por sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*).
2. ASTM. Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (por sus siglas en inglés *American Society for Testing and Materials*).
3. GPA. Asociación de Procesadores de Gas (por sus siglas en inglés *Gas Processors Association*).
4. IP. Métodos de pruebas estándar IP (por sus siglas en inglés (*IP Standard test methods*)).
5. ISO. Organización Internacional de Estándares (por sus siglas en inglés *International Organization for Standardization*).
6. MPMS. Manual de Estándares de Medición del Petróleo (por sus siglas en inglés *Manual of Petroleum Measurement Standards*).
7. NMX. Norma Mexicana.

II. Los métodos de ensayo y de muestreo citados en la fracción I, incisos a) y b), numerales 1 al 12, del referido inciso, están en concordancia con la siguiente normatividad:

- a) Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, Anexo 2 Referencias Normativas, Numeral 5, Secciones I a III: Normas y estándares para la determinación de la calidad, emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015, modificados mediante acuerdos publicados el 11 de febrero y 2 de agosto de 2016, 11 de diciembre de 2017, 23 de febrero de 2021 y 27 de noviembre de 2023.
- b) NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del gas natural, emitida por la Comisión Reguladora de Energía, publicada en el DOF el 19 de marzo de 2010.
- c) NOM-016-CRE-2016 Especificaciones de calidad de los petrolíferos, emitida por la Comisión Reguladora de Energía, publicada en el DOF el 29 de agosto de 2016 y modificada mediante acuerdo publicado el 26 de junio de 2017 en el DOF.

III. En relación con los métodos señalados en la tabla:

- a) El muestreo, preferentemente, debe realizarse de forma automática.
- b) El proveedor a que se refiere la regla 2.6.1.6., debe estar acreditado por parte de una entidad de acreditación del método empleado, de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización o de la Ley de Infraestructura de la Calidad.
- c) Tratándose de turbosina, es válido informar cualquiera de las propiedades enlistadas, ya sea el contenido de bioturbosina o en su caso el contenido de Ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME).

32.3. Periodicidad de la obligación de obtener el dictamen

La periodicidad del muestreo y ensayo para obtener el dictamen correspondiente de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2. y fracciones que se indican, se debe realizar de acuerdo a lo siguiente:

- I. Fracción I, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, de forma mensual.
- II. Fracción II, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.

Se entiende por lote:

Para efectos del gas natural proveniente del procesamiento: Producto obtenido de una sola operación continua de procesamiento que cuenta con propiedades determinadas.

Para efectos del Petrolífero proveniente de producción: Producto obtenido de una sola operación continua de refinación o de un centro procesador de gas que cuenta con propiedades determinadas.

- III. Fracción III, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.

Se entiende por lote:

Gas natural, ya sea en estado gaseoso o líquido, recibido o entregado en el punto de inyección, recibido o entregado de forma continua por medio de ducto, recibido o entregado por medios distintos a ducto, proveniente de plantas criogénicas o de procesamiento o de las plantas de regasificación, contenido en sistemas de almacenamiento o importado antes de su entrega en territorio nacional, que cuenta con propiedades determinadas.

- IV. Fracción IV, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.

Se entiende por lote:

Para efectos del gas natural importado o transportado por medio de ducto: Producto recibido o entregado de forma continua por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas.

Para efectos del gas natural importado o transportado por medios distintos a ducto: Producto recibido o entregado por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas.

Para efectos del gas natural proveniente de plantas criogénicas de procesamiento o de las plantas de regasificación de gas natural licuado: Producto recibido o entregado en el punto de inyección de forma continua por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas.

Para efectos del Petrolífero importado o transportado por medio de ducto: Producto recibido o entregado de forma continua por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas, el cual proviene de una única operación de producción o mezcla.

Para efectos del Petrolífero importado o transportado por medio de buquetanque: Producto recibido o entregado por una persona física o moral en un tanque de almacenamiento específico de un buquetanque.

Para efectos del Petrolífero importado o transportado por medio de autotanques, carrotanques y semirremolques: Producto recibido o entregado por una persona física o moral, proveniente de una sola operación de producción o mezcla.

Para efectos de esta fracción, se entiende por mezcla a la combinación de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado 32.2., o la modificación en la proporción de una mezcla de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado mencionado.

Para efectos de esta fracción, se entiende por producción al producto obtenido de una sola operación continua de refinación o de un centro procesador de gas que cuenta con propiedades determinadas.

- V.** Fracción V, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.
- Se entiende por lote:
- Para efectos del gas natural contenido en sistemas de almacenamiento: al producto recibido o a entregar, contenido en un tanque de almacenamiento el cual cuenta con propiedades determinadas.
- Para efectos del Petrolífero contenido en sistemas de almacenamiento: al producto recibido o a entregar, contenido en un tanque de almacenamiento, formado por uno o la mezcla de dos o más lotes, el cual cuenta con propiedades determinadas.
- Para efectos de esta fracción, se entiende por mezcla a la combinación de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado 32.2., o la modificación en la proporción de una mezcla de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado mencionado.
- VI.** Fracción VI, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.
- Se entiende por lote de gas natural o Petrolíferos al producto importado, antes de su consumo en territorio nacional.
- VII.** Fracción VII, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.
- Se entiende por lote:
- Para efectos del gas natural importado o distribuido por medio de ducto: Producto recibido o entregado de forma continua por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas.
- Para efectos del gas natural importado o distribuido por medios distintos a ducto: Producto recibido o entregado por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas.
- Para efectos del Petrolífero importado o distribuido por medio de ducto: Producto recibido o entregado de forma continua por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas, el cual proviene de una única operación de producción o mezcla.
- Para efectos del Petrolífero importado o distribuido por medio de buquetanque: Producto recibido o entregado por una persona física o moral en un tanque de almacenamiento específico de un buquetanque.
- Para efectos del Petrolífero importado o distribuido por medio de autotanques, carrotaques y semirremolques: Producto recibido o entregado por una persona física o moral, proveniente de una sola operación de producción o mezcla.
- Para efectos de esta fracción, se entiende por mezcla a la combinación de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado 32.2., o la modificación en la proporción de una mezcla de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado mencionado.
- Para efectos de esta fracción, se entiende por producción al producto obtenido de una sola operación continua de refinación o de un centro procesador de gas que cuenta con propiedades determinadas.
- VIII.** Fracción VIII, que enajenen gas natural o Petrolíferos en los términos del artículo 19, fracción I del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la LH o al amparo de un permiso de la Comisión Reguladora de Energía, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.

Se entiende por lote:

El gas natural proveniente de una única operación de importación que cuenta con propiedades determinadas antes de su entrega en territorio nacional.

El Petrolífero proveniente de una única operación de importación que cuenta con propiedades determinadas, antes de su mezcla o entrega en territorio nacional.

Para efectos de esta fracción, se entiende por mezcla a la combinación de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado 32.2., o la modificación en la proporción de una mezcla de Petrolíferos con otros componentes que modifiquen las propiedades descritas en la tabla del apartado mencionado.

- IX.** Fracción VIII, que enajenen gas natural o petrolíferos en los términos del artículo 4, fracción XIII de la LH o al amparo de un permiso de la Comisión Reguladora de Energía, deben obtener los dictámenes a que se refiere el apartado 32.4. del presente Anexo, por cada lote.

Se entiende por lote:

El gas natural proveniente de una única operación de importación que cuenta con propiedades determinadas antes de su entrega en territorio nacional.

El Petrolífero proveniente de una única operación de importación, antes de su mezcla o entrega en territorio nacional.

Los contribuyentes que hayan obtenido un dictamen en los términos de este apartado deberán proporcionar la información a que se refiere el apartado 32.4., primer párrafo, fracción XVI de este Anexo, según corresponda al tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate, a sus clientes o proveedores a fin de que éstos últimos puedan registrar dicha información dentro de sus reportes de controles volumétricos, siempre que se trate del mismo lote.

32.4. Características del dictamen

Los dictámenes emitidos por los proveedores a que se refiere la regla 2.6.1.6. deberán contener los siguientes requisitos:

- I.** Nombre, denominación o razón social y clave en el RFC del contribuyente obligado a llevar controles volumétricos de hidrocarburos o petrolíferos.
- II.** Denominación o razón social y clave en el RFC del laboratorio acreditado por la instancia correspondiente, que emite el dictamen.
- III.** **Número de permiso de la CRE o SENER, contrato de la CNH o asignación de la SENER, así como domicilio de las instalaciones o ubicación en la que se tomó la muestra del hidrocarburo o petrolífero. En caso de consumidores finales, nombre de la planta o actividad desarrollada, así como domicilio o ubicación.**
- IV.** Campo y yacimiento de origen de los hidrocarburos o, en su caso, medio de transporte o almacenamiento del que se tomó la muestra del hidrocarburo o petrolífero.
- V.** Nombre y firma del personal del proveedor acreditado por la instancia competente, que emite el dictamen.
- VI.** Clave en el RFC del representante legal del proveedor acreditado por la instancia competente.
- VII.** Número de folio del dictamen.
- VIII.** Fecha de la emisión del dictamen.
- IX.** Fecha de la toma de muestra del hidrocarburo o petrolífero.
- X.** Fecha en la que se realizaron las pruebas.
- XI.** Fecha en la que se obtuvieron los resultados de las pruebas.

- XII.** Número de lote del cual se tomó la muestra representativa del hidrocarburo o petrolífero analizado.
- XIII.** Volumen de la muestra del hidrocarburo o petrolífero analizado.
- XIV.** Método de las pruebas aplicadas a la muestra.
- XV.** Resultado de las pruebas aplicadas a la muestra.
- XVI.** Un apartado en el que expresamente se contengan los siguientes datos para cada tipo de hidrocarburo o petrolífero:

a) Petróleo:

1. Densidad expresada en grados API.
2. Contenido de Azufre en porcentaje.
3. Indicar el tipo de petróleo analizado, de conformidad con la siguiente clasificación:

Clasificación por grados API		Clasificación por contenido de azufre (S)		
		Dulce (S)≤0.5%	Semi-amargo 0.5%<(S)≤1.5%	Amargo (S)>1.5%
Súper-ligero	39.0<API			
Ligero	31.1<API≤39.0			
Mediano	22.3<API≤31.1			
Pesado	10.0<API≤22.3			
Extra-pesado	API≤10.0			

b) Gas natural y condensados:

1. Tratándose de los sujetos a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción I:
 - i. Fracción molar de los siguientes componentes en la mezcla: metano, etano, propano, butanos (n-butano, isobutano), pentanos, hexanos, heptanos, octanos, nonanos y decanos.
 - ii. Poder calorífico de dichos componentes expresado en BTU/pie cúbico para el gas natural y en MMBTU, tratándose de condensados.
2. Tratándose de los sujetos a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones II a VIII:
 - i. Poder calorífico promedio del gas natural expresado en Megajoule/metro cúbico y MMBTU, tratándose de condensados.

c) Gasolinas:

1. Índice de octano.
2. Contiene combustible no fósil: Sí/No.
3. Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.

d) Diésel:

1. Contiene combustible no fósil: Sí/No.
2. Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.

e) Turbosina:

1. Contiene combustible no fósil: Sí/No.
2. Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.

- f) Gas licuado de petróleo:
1. Porcentaje del propano en la mezcla.
 2. Porcentaje del butano en la mezcla.

Se debe normalizar al 100% la suma de los porcentajes de propano y butano obtenidos de la cromatografía y con ello ajustar los porcentajes de estos componentes.

Ejemplo:

Propano = 60%; Butano = 30%; otros componentes = 10%

Propano + Butano = 90%

Normalizando Propano + Butano al 100%

$$\text{Propano normalizado} = \frac{(60 \times 100)}{90} = 66.\bar{6}$$

$$\text{Butano normalizado} = \frac{(30 \times 100)}{90} = 33.\bar{3}$$

Para los efectos de los incisos c), d) y e) de esta fracción, se entiende por combustible no fósil, al combustible o al componente de un combustible, que no se obtiene o deriva de un proceso de destilación del petróleo crudo o del procesamiento de gas natural.

Para los efectos del envío al SAT de los dictámenes a que se refiere este apartado, éstos deben constar en un archivo en formato PDF y un XML o JSON, elaborados conforme a las especificaciones y características técnicas publicadas en el Portal del SAT.

El dictamen en PDF y en XML o JSON debe nombrarse conforme lo siguiente: iniciar con el prefijo DI seguido de un guion medio y de la clave en el RFC del contribuyente que lo envía, seguido de un guion bajo, seguido de la clave en el RFC del proveedor o perito que emite el dictamen, seguido de cinco números únicos y consecutivos que correspondan al orden cronológico de emisión del dictamen en el año, seguidos de cuatro números que correspondan al año de emisión del mismo, por ejemplo: DI-GPA200101NL1_EVA9612104R6000252021.

En caso de que los dictámenes emitidos por un laboratorio, que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate, el poder calorífico del gas natural, el octanaje en el caso de gasolina y del contenido de combustible no fósil mezclado con gasolina, diésel o turbosina, se realicen en idioma distinto al español o inglés deberá acompañarse de su correspondiente traducción al idioma español por perito traductor autorizado por autoridad competente para tal efecto, en términos del artículo 28 del CFF y la regla 2.8.1.2.

32.5. Instrumentos en línea para cromatografía y densidad que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina

Para los efectos del artículo 28, fracción I, apartado B, primer párrafo del CFF, los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., pueden obtener la información del tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina de cualquiera de los instrumentos instalados en línea para cromatografía y densidad y en ese supuesto, no estarán obligados a obtener un nuevo dictamen respecto de un mismo lote. En su caso, deberán proporcionar dicha información a los contribuyentes que sean sus clientes o proveedores, siempre que se trate del mismo lote.

La información del tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate y el poder calorífico del gas natural de Instrumentos en línea para cromatografía y densidad deberá obtenerse por cada lote:

- I. Para efectos del gas natural procedente de pozos o de los separadores: Producto extraído que cuenta con propiedades determinadas, de forma mensual.

- II. Para efectos del gas natural o petrolífero importado, transportado o distribuido por medio de ducto: Producto recibido o entregado de forma continua por una persona física o moral que cuenta con propiedades determinadas.

Los contribuyentes que sean responsables de los instrumentos en línea para cromatografía y densidad deberán proporcionar la información a que se refiere el apartado 32.4., primer párrafo, fracción XVI de este Anexo, según corresponda al tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate, a sus clientes o proveedores a fin de que estos últimos puedan registrar dicha información dentro de sus reportes de controles volumétricos, siempre que se trate del mismo lote.

Atentamente.

Ciudad de México, a 20 de diciembre de 2024.- En suplencia por ausencia del Jefe del Servicio de Administración Tributaria, con fundamento en el artículo 4, primer párrafo del Reglamento Interior del Servicio de Administración Tributaria, firma el Administrador General Jurídico, Lic. **Ricardo Carrasco Varona**.-
Rúbrica.