

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.

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

ACUERDO Núm. A/018/2016

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ORDENA LA PUBLICACIÓN EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN DEL PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA PROY-NOM-016-CRE-2016, ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LOS PETROLÍFEROS

RESULTANDO

Primero. Que el 12 de marzo de 2012 la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (la COFEMER) publicó en el Diario Oficial de la Federación (el DOF) el Acuerdo (el Acuerdo) por medio del cual se definen los efectos de los dictámenes que emite la COFEMER respecto de las normas oficiales mexicanas y su respectiva manifestación de impacto regulatorio (MIR).

Segundo. Que el 18 de marzo de 2016 se presentó al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos (el Comité) el Anteproyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, para que en un plazo máximo de 17 días naturales se presentaran observaciones a dicho documento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 46, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (la LFMN).

Tercero. Que, el 11 de abril de 2016, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión), de conformidad con lo señalado en el artículo 46, fracción II, de la LFMN, contestó las observaciones emitidas por el Comité, ajustó el Anteproyecto en su parte conducente y, en sesión extraordinaria del Comité celebrada el 14 de abril de 2016, aprobó el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos (el Proyecto), para su consulta pública, a fin de que los interesados presenten sus comentarios a dicho Comité, conforme lo dispone el artículo 47, fracción I, de la LFMN.

CONSIDERANDO

Primero. Que la Comisión es una Dependencia del Poder Ejecutivo Federal con autonomía técnica, operativa y de gestión, así con personalidad jurídica propia, en los términos de los artículos 2 y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

Segundo. Que, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 42 de la LORCME, esta Comisión tiene por objeto fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, entre otros.

Tercero. Que los artículos 78 y 79 de la Ley de Hidrocarburos establecen que las especificaciones de calidad de los Petrolíferos serán establecidas en las normas oficiales mexicanas que al efecto expida esta Comisión, y que dichas especificaciones corresponderán con los usos comerciales, nacionales e internacionales, en cada etapa de la cadena de producción y suministro. De igual forma, los métodos de prueba, muestreo y verificación aplicables a las características cualitativas, así como al volumen en el Transporte, Almacenamiento, Distribución y, en su caso, el Expendio al Público de Petrolíferos, se establecerán en las normas oficiales mexicanas que para tal efecto expidan esta Comisión y la Secretaría de Economía, en el ámbito de su competencia.

Cuarto. Que el artículo 4o. de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (la LFPA) establece que los actos administrativos de carácter general que tengan por objeto establecer obligaciones específicas, cuando no existan condiciones de competencia y cualesquiera de naturaleza análoga a los actos anteriores, que expidan las dependencias y organismos descentralizados de la administración pública federal, deberán publicarse en el DOF para poder producir efectos jurídicos.

Quinto. Que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 47, fracción I, de la LFMN, los proyectos de normas oficiales mexicanas se publicarán íntegramente en el DOF a efecto de que, dentro de los siguientes 60 días naturales, los interesados presenten sus comentarios al comité consultivo nacional de normalización correspondiente, en este caso al Comité.

Sexto. Que, conforme a lo dispuesto en el Artículo 33 del Reglamento de la LFMN, para efectos de la expedición de un proyecto de norma oficial mexicana, esta Comisión deberá mencionar en su proemio el comité consultivo nacional de normalización encargado de recibir los comentarios al mismo, su domicilio, teléfono y, en su caso, fax y correo electrónico. Asimismo, los interesados que presenten comentarios respecto de los proyectos de normas oficiales mexicanas deberán cumplir con lo siguiente:

- I. Entregarse en el domicilio señalado en el proyecto de norma oficial mexicana o enviarse a través del fax o correo electrónico proporcionado;
- II. Presentarse dentro del plazo al que hace referencia la fracción I del artículo 47 de la LFMN, y
- III. Estar en idioma español.

Séptimo. Que en el artículo 10. del Acuerdo, se establece que no será necesario que las dependencias acrediten ante la Secretaría de Gobernación contar con alguna de las resoluciones emitidas por la COFEMER previstas por el artículo 69-L, segundo párrafo, de la LFPA, para efecto de la publicación de los proyectos de normas oficiales mexicanas en el DOF.

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 78, 79, 95 y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, fracción XI, 38, fracción II, 40 fracciones I, III, VII, XIII y XVIII, 44, 46 y 47, fracciones I, II y III, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 2, 4, 13, 16, fracciones VII, IX y X y 57, fracción I, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 3, 5, 7, 53 y Transitorio Décimo Quinto del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 3, 6, fracciones I y III, 10, primer párrafo, 16, primer párrafo, fracción I, 24, fracciones I y XXVII y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

ACUERDA

Primero. Se ordena la publicación en el Diario Oficial de la Federación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, a efecto de que, dentro de los 60 días naturales a su publicación en dicho medio de comunicación, los interesados presenten sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos. El Proyecto de Norma Oficial Mexicana referido se anexa al presente Acuerdo.

Segundo. Con fundamento en el Artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los interesados deberán entregar sus comentarios al proyecto de norma al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos de esta Comisión Reguladora de Energía, en sus oficinas ubicadas en Boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, C.P. 03930, Ciudad de México, o a los correos electrónicos abrena@cre.gob.mx, jlopez@cre.gob.mx, alara@cre.gob.mx y mmehle@cre.gob.mx, dentro del plazo de 60 días naturales señalado en el Acuerdo Primero anterior y en idioma español.

Tercero. Inscribese el presente Acuerdo con el Núm. A/018/2016 en el registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a) y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 59, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 21 de abril de 2016.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Noé Navarrete González, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez.**- Rúbricas.

ANEXO DEL ACUERDO Núm. A/018/2016

JESÚS SERRANO LANDEROS, Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, con fundamento en los artículos 2, fracción III, y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 4, 5, 22, fracciones I, II, X y XXVII y 41, fracción I, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 78, 79 y 84, fracciones III, IV y XV, de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracciones II, V y IX, 40, fracciones I y XIII, 41, 44, 45, 46, 47, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, 4, 69-A y 69-H, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 28, 34 y 80 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y 22, 31 y 36 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y

CONSIDERANDO

Primero. Que el 17 de diciembre de 2015, el Consejo Técnico de la Comisión Nacional de Normalización aprobó por unanimidad el Programa Nacional de Normalización 2016, en el que se establece que el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos (el Comité) elaborará la Norma Oficial Mexicana relativa a Especificaciones de calidad de los petrolíferos.

Segundo. Que, en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 46, fracción I, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), el 18 de marzo de 2016, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) presentó al Comité el Anteproyecto de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, con el propósito que, dentro de un plazo de 17 días naturales, formulará observaciones a dicho anteproyecto.

Tercero. Que, de conformidad con lo establecido en el artículo 46, fracción II de la LFMN, el 11 de abril de 2016, la Comisión contestó fundadamente las observaciones presentadas por el Comité a la Comisión, realizando las modificaciones que consideró procedentes.

Cuarto. Que, en su Segunda Sesión Extraordinaria del 14 de abril de 2016, el Comité resolvió proponer a la Comisión, la publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF) del Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos (el Proyecto).

Quinto. Que, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 47, fracción I, de la LFMN, mediante el Acuerdo A/018/2016 del 21 de abril de 2016, la Comisión ordenó la publicación del Proyecto a efecto que dentro de los siguientes sesenta (60) días naturales, contados a partir de la fecha de su publicación en el DOF, los interesados presenten sus comentarios al Comité, con domicilio en Boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, Benito Juárez, C. P. 03930, Ciudad de México, o a los correos electrónicos abrena@cre.gob.mx, jlopez@cre.gob.mx, alara@cre.gob.mx y mmehle@cre.gob.mx, para que los considere el Comité, en los términos de la ley.

Por lo expuesto se expide para consulta pública el siguiente:

**PROYECTO DE NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-016-CRE-2016,
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LOS PETROLÍFEROS**

ÍNDICE

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Definiciones
4. Especificaciones de los petrolíferos
5. Muestreo y medición de las especificaciones de los petrolíferos
6. Métodos de prueba
7. Bibliografía
8. Verificación anual
9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales
10. Vigilancia de esta Norma

Transitorios

- | | |
|----------|--|
| Anexo 1. | Diésel automotriz con un contenido total máximo de azufre de 15 mg/kg |
| Anexo 2. | Combustible con un contenido máximo total de azufre de 2 % en masa |
| Anexo 3. | Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos. |
| Anexo 4. | Pruebas de control. |

1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana (en lo sucesivo la Norma) tiene como objeto establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, en territorio nacional.

2. Campo de aplicación

Esta Norma es aplicable en todo el territorio nacional a las gasolinas, turbosina, diésel automotriz, diésel agrícola y marino, diésel industrial, combustóleo, gasóleo doméstico, gasavión, gasolina de llenado inicial, combustóleo intermedio y gas licuado de petróleo en toda la cadena de producción y suministro.

3. Definiciones

Además de las definiciones previstas en el marco jurídico aplicable, para efectos de la presente Norma, se entenderá por:

3.1. Aditivo: Sustancia química añadida a los petrolíferos con el objeto de proporcionarles propiedades específicas. Se excluyen los oxigenantes que se agregan a las gasolinas y los odorizantes al gas licuado de petróleo.

3.2. Año calendario: Periodo comprendido entre el 1o. de enero al 31 de diciembre.

3.3. Centros de producción: Para efectos de la presente Norma, el conjunto de instalaciones donde se llevan a cabo el procesamiento del Gas Natural, así como la refinación del petróleo y su transformación en los cuales se producen petrolíferos.

3.4. Combustóleo: Petrolífero compuesto por una mezcla compleja de hidrocarburos proveniente del residuo de la destilación del petróleo, cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 9.

3.5. Combustóleo intermedio: (IFO por sus siglas en inglés, Intermediate Fuel Oil), es una mezcla de combustóleo con otros petrolíferos ligeros usado para propulsión de embarques de altura, cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 11.

3.6. Comisión: La Comisión Reguladora de Energía

3.7. Diésel agrícola/marino: Petrolífero compuesto por una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente parafinas no ramificadas, que está destinado a utilizarse en motores a diésel para servicio agrícola y marino, y cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 7.

3.8. Diésel automotriz: Petrolífero compuesto por una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente parafinas no ramificadas, que puede contener aditivos, destinado a utilizarse en motores a diésel para servicio automotriz, cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 7.

3.9. Diésel industrial: Petrolífero compuesto por una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente parafinas no ramificadas, utilizado en procesos de combustión a fuego directo en la industria, y cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 9.

3.10. DUBA: Diésel de Ultra Bajo Azufre, aquel diésel automotriz cuyo contenido máximo de azufre es de 15 mg/kg.

3.11. Emergencia: Situación que puede afectar o afecta las actividades normales de producción y suministro de petrolíferos que, con base en la información proporcionada por el permisionario, la Comisión declarará como tal de forma fundada y motivada.

3.12. Enajenación: El acto jurídico por el cual se transmite la propiedad de los petrolíferos a título oneroso o gratuito.

3.13. Gas Licuado de Petróleo (GLP): Petrolífero obtenido de los procesos de la refinación del petróleo y de las plantas procesadoras de gas natural, compuesto principalmente de gas propano y butano que cumple con las especificaciones de la Tabla 13.

3.14. Gasavión: Petrolífero en fase líquida cuyas propiedades son adecuadas para su consumo en aviones con motores de ignición por chispa eléctrica, cuyas especificaciones se describen en la Tabla 10.

3.15. Gasóleo doméstico: Petrolífero formado por mezclas de hidrocarburos pesados y ligeros, cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 9.

3.16. Gasolina: Petrolífero formado por la mezcla de hidrocarburos líquidos volátiles, principalmente parafinas ramificadas, aromáticos, naftenos y olefinas, cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en las Tablas 1 a 6.

3.17. Gasolina de llenado inicial: Petrolífero que se utiliza en los motores de autos nuevos, cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 12.

3.18. Gasolina Premium: Gasolina con un índice de octano $([RON+MON]/2)$ mínimo de 91.

3.19. Gasolina Regular: Gasolina con un índice de octano $([RON+MON]/2)$ mínimo de 87.

3.20. Importador: La persona que introduce petrolíferos al país con el objeto de transferirlos a título oneroso o gratuito.

3.21. Informe de resultados: Documento emitido por un Laboratorio de Prueba acreditado en los términos de la LFMN, en el que se hacen constar los resultados de las pruebas que para tal efecto se incluyen en la presente Norma.

3.22. LFMN: Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

3.23. Lote: De acuerdo con la actividad con que se relacione, se define como sigue:

1. 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.
2. Para efectos del petrolífero importado, transportado o distribuido por medio de ducto: Producto recibido o entregado de forma continua de una persona física o moral y que cuenta con propiedades determinadas, el cual proviene de una única operación de producción o mezcla.
3. Para efectos del petrolífero importado, transportado 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 y que cuenta con propiedades determinadas.
4. Para efectos del petrolífero importado, transportado o distribuido 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 y que cuenta con propiedades determinadas.
5. Para efectos del petrolífero manejado en sistemas de almacenamiento: 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.

3.24. Marcador: Sustancia química que se agrega a los petrolíferos que sin afectar sus propiedades físicas y/o químicas ni sus especificaciones técnicas, permite identificar el combustible marcado.

3.25. Normas aplicables: Son las normas oficiales mexicanas (NOM), normas mexicanas (NMX), las normas o lineamientos internacionales, así como las normas, códigos y/o estándares extranjeros que sean adoptados y aplicables a la presente Norma.

3.26. Odorizante: Sustancia química compuesta primordialmente por mercaptanos que se añade deliberadamente a gases esencialmente inodoros, como en el caso del GLP, para advertir su presencia en caso de fuga.

3.27. Petrolíferos: Productos que se obtienen de la refinación del Petróleo o del procesamiento del Gas Natural y que derivan directamente de Hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y Gas Licuado de Petróleo, entre otros, distintos de los Petroquímicos;

3.28. Producto petrolífero no terminado: Aquel que requiere de algún proceso, aditivado o mezclado adicional en las instalaciones del productor o almacenista. Una vez que el petrolífero tenga su composición final, deberá contar con el informe de resultados emitido por un laboratorio de prueba, en términos de la LFMN y demás disposiciones jurídicas aplicables, en el cual haga constar que dicho petrolífero cumple con las especificaciones de las Tablas 1 a la 13 de esta Norma, según corresponda.

3.29. Productor: Es aquella persona que produce petrolíferos en territorio nacional.

3.30. Punto de internación al país: Punto donde el importador asume la custodia del petrolífero, en territorio nacional, proveniente del extranjero.

3.31. Transferencia de custodia: Cambio de responsabilidad en el manejo de petrolíferos entre actividades permisionadas.

3.32. Turbosina: Petrolífero proveniente del destilado intermedio del petróleo cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 8.

3.33. Zona Fronteriza Norte (ZFN): En relación al diésel automotriz, el área integrada por los municipios siguientes:

1. Estado de Baja California: Ensenada, Mexicali, Playas de Rosarito, Tecate y Tijuana.
2. Estado de Sonora: Agua Prieta, Altar, Atil, Bacoachi, Bavispe, Cananea, Cucurpe, Fronteras, General Plutarco Elías Calles, Imuris, Magdalena, Naco, Nogales, Oquitoa, Puerto Peñasco, San Luis Río Colorado, Santa Ana, Santa Cruz, Sáric y Tubutama.
3. Estado de Chihuahua: Ahumada, Ascensión, Buenaventura, Casas Grandes, Galeana, Guadalupe, Ignacio Zaragoza, Janos, Juárez, Nuevo Casas Grandes y Praxedis Guerrero.
4. Estado de Coahuila: Acuña, Allende, Guerrero, Hidalgo, Jiménez, Juárez, Morelos, Múzquiz, Nava, Piedras Negras, Sabinas, San Juan de Sabinas, Villa Unión y Zaragoza.
5. Estado de Nuevo León: Anáhuac, Dr. Coss, General Bravo, General Terán, Los Aldamas y Parras.
6. Estado de Tamaulipas: Camargo, Guerrero, Gustavo Díaz Ordaz, Matamoros, Méndez, Mier, Miguel Alemán, Nuevo Laredo, Reynosa, Río Bravo, San Fernando y Valle Hermoso.

3.34. Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG): El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Jalisco: Guadalajara, Ixtlahuacán del Río, Tlaquepaque, Tonalá, Zapotlanejo y Zapopan.

3.35. Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM): El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Nuevo León: Apodaca, Benito Juárez, General Escobedo, Guadalupe, Monterrey, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García y Santa Catarina.

3.36. Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM): El área integrada por las 16 demarcaciones políticas de la Ciudad de México y los siguientes municipios del Estado de México: Acolman, Atizapán de Zaragoza, Atenco, Coacalco, Cuautitlán, Cuautitlán Izcalli, Chalco, Chicoloapan, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, Jaltenco, La Paz, Melchor Ocampo, Naucalpan de Juárez, Nextlalpan, Nezahualcóyotl, Nicolás Romero, Tecámac, Teoloyucan, Tepetzotlán, Texcoco, Tlalnepantla de Baz, Tultepec, Tultitlán, Valle de Chalco Solidaridad y Zumpango.

3.37. Zona Resto del país: Es el área geográfica dentro del territorio nacional de acuerdo a lo siguiente:

1. En relación a las gasolinas, la que excluye a las ZMVM, ZMM y ZMG;
2. En el caso de diésel automotriz, la que excluye a las ZMVM, ZMM, ZMG y ZFN y, en su caso, los corredores DUBA referidos en el Anexo 1 de la presente Norma;
3. En el caso de petrolíferos de uso industrial, la que excluye a la ZMVM, ZMM, ZMG, así como los Corredores industriales y centros de población definidos en el Anexo 2 de la presente Norma.
4. En el caso del GLP, la que excluye a ZMVM y las ciudades de Puebla, Toluca, Querétaro y Monterrey.

4. Especificaciones de los petrolíferos.

4.1. Las especificaciones previstas en las Tablas 1 a la 13 de esta Norma son obligatorias, por lo que deberán ser cumplidas por el productor, importador, almacenista, transportista, distribuidor y expendio al público, en lo conducente y, en general, por la persona que comercialice o enajene los petrolíferos.

Para las especificaciones de las Tablas 1 a la 13 así como las del Anexo 4, el término “informar” significa reportar el valor obtenido, en su caso, como resultado de la evaluación de la conformidad, en el informe de resultados, certificado de calidad o documento de naturaleza jurídica y técnica análogo según el país de procedencia.

4.2. Las especificaciones que deben cumplir los petrolíferos considerados en esta Norma son las indicadas en las Tablas 1 a 13 siguientes:

TABLA 1. ESPECIFICACIONES DE PRESIÓN DE VAPOR Y TEMPERATURAS DE DESTILACIÓN DE LAS GASOLINAS SEGÚN LA CLASE DE VOLATILIDAD

		Clase de volatilidad ⁽¹⁾			
Propiedad	Unidad	AA ⁽³⁾	A	B	C
Presión de Vapor ⁽²⁾	kPa (lb/pulg ²)	54 (7.8)	62 (9.0)	69 (10.0)	79 (11.5)
Temperaturas de destilación:					
Temperatura máxima de destilación del 10 %	°C ⁽⁴⁾	70	70	65	60
Temperatura de destilación del 50 %	°C	77 a 121	77 a 121	77 a 118	77 a 116
Temperatura máxima de destilación del 90 %	°C	190	190	190	185
Temperatura máxima de ebullición final	°C	225	225	225	225
Residuo de la destilación, valor máximo	% vol.	2	2	2	2

OBSERVACIONES:

- (1) Las clases de volatilidad mencionadas en la Tabla 1 corresponden a las de la especificación para combustible de motores de encendido por chispa (ASTM D 4814). La volatilidad de un combustible se especifica con una designación alfanumérica que utiliza una letra de la Tabla 1 y un número de la Tabla 2.
- (2) La presión de vapor se especifica para combustibles de motores de encendido por chispa y se establece un valor máximo para cada clase de volatilidad (ASTM D 4814). Para gasolina y mezclas oxigenadas de gasolina, la determinación de la presión de vapor se efectúa de acuerdo al método de Presión de vapor (ASTM D 4953).
- (3) La denominación de volatilidad AA corresponde a la especificación de las gasolinas que se comercializan todo el año en las Zonas Metropolitanas del Valle de México y Guadalajara, sin considerar la variación de la temperatura ambiente por estacionalidad.
- (4) Las temperaturas de destilación de las Tablas 1 a 13 de esta Norma están indicadas en grados Celsius (°C), normalizadas a una presión de 101.325 kilopascales (kPa) (760 mm Hg) y se determinan mediante el método de Destilación para Productos de Petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7344 o ASTM D 7345). En el numeral 9. Bibliografía se pueden encontrar los métodos de prueba ASTM indicados en las Tablas 1 a 13.

TABLA 2. ESPECIFICACIONES PARA PROTECCIÓN CONTRA SELLO DE VAPOR

Clase de protección contra sello de vapor		1	2	3	4	5
Temperatura (°C) mínima para crear una relación vapor/líquido igual a 20, determinada con base al método proporción vapor-líquido de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 5188, D 2533).	(1)	54	50	47	47	41
	(2)	60	56	51	47	41

OBSERVACIONES:

- (1) Aplica a las gasolinas clase de volatilidad A, B y C (ASTM D 4814).
- (2) Aplica a las gasolinas clase de volatilidad AA (ASTM D 4814).

TABLA 3. ZONAS GEOGRÁFICAS DE DISTRIBUCIÓN DE GASOLINA DEL PAÍS

Zona	Estados
Norte	Nuevo León, Chihuahua, Durango, Coahuila, Tamaulipas, San Luis Potosí.
Pacífico	Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima, Guerrero, Oaxaca, Chiapas.
Centro	Aguascalientes, Jalisco, Guanajuato, Michoacán, Zacatecas, Morelos, Tlaxcala, Estado de México, Ciudad de México, Hidalgo, Querétaro.
Sureste	Veracruz, Campeche, Puebla, Tabasco, Yucatán, Quintana Roo.

TABLA 4. ESPECIFICACIÓN DE CLASE DE VOLATILIDAD DE LAS GASOLINAS DE ACUERDO A LAS ZONAS GEOGRÁFICAS Y A LA ÉPOCA DEL AÑO

MES	Norte	Sureste	Centro	Pacífico	ZMM y ZMG	ZMM
Enero	C-3	C-3	C-3	C-3	AA-3	C-3
Febrero	C-3	C-3	C-3	C-3	AA-3	C-3
Marzo	B-2	B-2	B-2	B-2	AA-2	B-2
Abril	B-2	B-2	B-2	B-2	AA-2	B-2
Mayo	B-2	B-2	B-2	B-2	AA-2	B-2
Junio	B-2	A-1	A-1	A-1	AA-2	B-2
Julio	B-2	A-1	A-1	A-1	AA-3	B-2
Agosto	B-2	A-1	A-1	A-1	AA-3	B-2
Septiembre	B-2	B-2	B-2	B-2	AA-3	B-2
Octubre	B-2	B-2	B-2	B-2	AA-3	B-2
Noviembre	C-3	C-3	C-3	C-3	AA-3	C-3
Diciembre	C-3	C-3	C-3	C-3	AA-3	C-3

TABLA 5. ESPECIFICACIONES GENERALES DE LAS GASOLINAS

Propiedad	Unidad	Método de prueba ⁽²⁾	Valor límite	
			Gasolina Premium	Gasolina Regular
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, D 4052)	Informar	Informar
Azufre Mercaptánico	mg/kg	Determinación de azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles destilados para aviones de turbina (Método potenciométrico, ASTM D 3227)	20 máximo	20 máximo
Corrosión al Cu, 3 horas a 50 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)	Estándar # 1 máximo	Estándar # 1 máximo
Goma lavada	kg/m ³ (mg/100mL)	Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro (ASTM D 381)	0.050 máximo (5 máximo)	0.050 máximo (5 máximo)
Gomas no lavadas	kg/m ³ (mg/100mL)	Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro (ASTM D 381)	0.7 máximo (70 máximo)	0.7 máximo (70 máximo)
Periodo de inducción	Minutos	Estabilidad de oxidación de gasolina (Método de periodo de inducción, ASTM D 525)	240 mínimo	240 mínimo
Número de octano (RON)	Adimensional	Número de octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699)	94.0 mínimo	Informar
Número de octano (MON)	Adimensional	Número de octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)	Informar	82.0 mínimo
Índice de octano (RON+MON)/2	Adimensional	Número de octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699) Número de octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)	91 mínimo	87.0 mínimo
Aditivo detergente dispersante ⁽¹⁾	mg/kg	Evaluación de gasolinas libres de plomo en motores de combustión interna (ASTM D 5598, ASTM D 5500)	En concentración que cumpla con la especificación de la EPA en el apartado 80.165 del CFR.	

OBLIGACIONES ADICIONALES:

- (1) El productor e importador deberán agregar el aditivo a las gasolinas en territorio nacional durante la carga de los autotankers u otro medio de transporte, en las instalaciones de almacenistas y distribuidores en el punto más cercano a su enajenación, y demostrar en un reporte semestral que se utiliza la cantidad requerida de aditivo mediante el balance de gasolina producida o importada y el consumo de aditivo correspondiente.

Sólo podrán utilizarse aditivos certificados de acuerdo con los métodos ASTM D 5598 y ASTM D 5500 en laboratorios reconocidos por la Environmental Protection Agency (EPA) de los Estados Unidos de América. Los tecnólogos de aditivos deberán utilizar para las pruebas de certificación, gasolinas producidas o importadas que reúnan las siguientes características:

Tabla 5.1 Especificaciones de la gasolina de referencia

Gasolina	Azufre, mg/kg, mínimo	Temperatura de destilación al 90% (C), mínimo	Olefinas, % vol. mínimo	Aromáticos, % vol. mínimo	Oxigenante, % vol. mínimo	Depósitos mínimos requeridos en la prueba ASTM D 5500 (promedio mg/ válvula)
Regular sin oxigenantes	80	170	12.5	32	0	290
Regular con oxigenantes	80	170	12.5	32	5.8 etanol o 11 MTBE	290

Dichos combustibles deberán cumplir con la volatilidad A y demás especificaciones de las Tablas 1 y 5.

- (2) En la columna de Método de Prueba de esta Tabla 5 y las siguientes, se incluye la clave del método de prueba correspondiente de la ASTM (*American Society for Testing and Materials*), en tanto se expiden las normas oficiales mexicanas o normas mexicanas correspondientes. La cita completa se encuentra en el numeral 9. Bibliografía.

TABLA 6. ESPECIFICACIONES ADICIONALES DE GASOLINAS POR REGIÓN

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite				
			ZMVM	ZMG	ZMM	Resto del País	
			Gasolinas Premium y Regular			Gasolina Premium	Gasolina Regular
Aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)	25.0 máximo	32.0 máximo	32.0 máximo	32.0 máximo	Informar
Olefinas	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)	10.0 máximo	11.9 máximo	11.9 máximo	12.5 máximo	Informar
Benceno	% vol.	Determinación de benceno y tolueno en gasolina terminada para uso en motores y aviación por cromatografía de gases (ASTM D 3606, D 5580, D 6277)	1.0 máximo			2.0 máximo	
Azufre total	mg/kg	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	30 promedio ⁽¹⁾ 80 máximo ⁽²⁾			30 promedio ⁽¹⁾ 80 máximo ⁽²⁾	
Oxígeno ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾	% masa	Determinación de MTBE, ETBE, TAME, DIPE y alcoholes hasta C4 en gasolinas por cromatografía de gases (ASTM D 4815) Determinación de MTBE, ETBE, TAME, DIPE, etanol y terbutanol en gasolinas por espectroscopia infrarroja (ASTM D 5845)	1.0–2.7 máximo.			2.7 máximo	

OBLIGACIONES ADICIONALES:

- (1) El cálculo del promedio mensual del contenido de azufre se determinará con la siguiente ecuación:

$$\bar{S}_{total} = \frac{\sum_{i=1}^n (V_i S_{total,i} SG_i)}{\sum_{i=1}^n (V_i SG_i)}$$

Donde:

- $\bar{S}_{total}$ Promedio mensual del contenido de azufre total, en mg/kg;
- V_i Volumen del lote de gasolina i , en barriles;
- $S_{total,i}$ Contenido de azufre total, en mg/kg, de la muestra obtenida del lote i ;
- n número de lotes manipulados durante un periodo de un mes calendario;
- SG_i Gravedad específica a 20 / 4 °C del lote de gasolina i .

- (2) Valor máximo de contenido de azufre permitido por lote específico.
- (3) Se permite el uso de metil-ter-butil éter (MTBE), etil-ter-butil éter (ETBE) y ter-amil-metil-éter (TAME) como oxigenantes en gasolinas Regular y Premium hasta en un contenido máximo de 2.7 % masa de oxígeno en el petrolífero, en todo el territorio nacional.
- (4) Se permite un contenido máximo de 5.8 % en volumen de etanol anhidro como oxigenante en gasolinas Regular y Premium, en todo el territorio nacional, en cuyo caso, por las características físico-químicas de este aditivo, debe ser mezclado durante la carga de los autotanques en las instalaciones de almacenistas y distribuidores.
- (5) Previo al uso de cualquier otro oxigenante en gasolinas, se deberá atender lo dispuesto en el numeral 4.3 de esta Norma.
- (6) Cuando se importen o produzcan en territorio nacional gasolinas Premium y/o Regular, y se vayan a aditar con etanol como oxigenante, la prueba sobre el contenido de oxígeno deberá realizarse en las instalaciones de almacenistas y distribuidores más cercanos al expendio al público.

TABLA 7. ESPECIFICACIONES DEL DIÉSEL

Nombre del producto:			Valor límite	
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel Automotriz	Diésel agrícola/ marino
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Densidad, densidad relativa (gravedad específica o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el método hidrométrico, ASTM D 1298, D 4052)	informar	informar
Temperaturas de destilación: Temp. inicial de ebullición: el 10% destila a el 50% destila a el 90% destila a Temp. final de ebullición	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, D 7344, D 7345)	informar 275.0 máx informar 345.0 máx. informar	– informar – 345.0 máx. –
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens de copa cerrada (ASTM D 93, D 7094, D 3828)	45.0 mínimo	60.0 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de productos (ASTM D 97)	Marzo a octubre: 0 °C máximo; Noviembre a febrero: -5 °C máximo	
Temperatura de nublamiento	°C	Punto en el que los combustibles de petróleo se enturbian (ASTM D 2500)	Informar ⁽¹⁾	informar

Índice de cetano	Adimensional	Cálculo del índice de cetano de combustibles destilados (ASTM D 4737, D 976)	45 mínimo	45 mínimo
Número de cetano	Adimensional	Número de cetano del diésel (ASTM D 613)	45 mínimo	45 mínimo
Azufre	mg/kg (ppm)	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	15 máximo ⁽²⁾ 500 máximo resto del país	500 máximo
Corrosión al Cu, 3 horas a 50 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)	estándar # 1 máximo	estándar # 1 máximo
Residuos de carbón (en 10 % del residuo)	% masa	Residuos de carbón mediante prueba Ramsbottom de productos de petróleo (ASTM D 524)	0.25 máximo	0.25 máximo
Agua y sedimento	% vol.	Agua y sedimento en combustibles de destilación media por centrifugado (ASTM D 2709)	0.05 máximo	0.05 máximo
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm ² /s	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445)	1.9 a 4.1	1.9 a 4.1
Cenizas	% masa	Cenizas en productos de petróleo (ASTM D 482)	0.01 máximo	0.01 máximo
Color	Adimensional	Color de productos de petróleo/ visual (ASTM D 1500)	2.5 máximo	Morado
Contenido de aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319, ASTM D 5186)	30 máximo	30 máximo
Lubricidad	micrones	HFRR Test (ASTM D 6079, ASTM D 7688)	520 máximo	520 máximo
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP)	% masa	Poliaromáticos totales (ASTM D 5186)	Informar	Informar
Conductividad eléctrica ⁽³⁾	pS/m	Conductividad eléctrica (ASTM D 2624, ASTM D 4308)	25 mínimo	25 mínimo

OBLIGACIONES ADICIONALES:

- (1) La temperatura máxima debe ser menor o igual que la temperatura ambiente mínima esperada.
- (2) A la entrada en vigor de esta Norma, el contenido máximo de azufre en el diésel automotriz será de 15 mg/kg para las ZMVM, ZMG, ZMM y ZFN, así como para el importado mediante ducto, buquetanque, autotanque u otro medio de transporte terrestre y el distribuido en los 11 corredores referidos en el Anexo 1; para el resto del país el contenido de azufre será de 500 mg/kg máximo. A partir del 1º de julio de 2018, el contenido máximo de azufre en este petrolífero será de 15 mg/kg en todo el territorio nacional.
- (3) La conductividad eléctrica debe ser medida a la temperatura del diésel al momento de entrega. El requisito de conductividad mínima de 25 pS/m aplica en todos los casos de transferencia a alta velocidad, esto es, 7 m/s. Cuando la velocidad difiera de 7 m/s, deberán aplicarse las condiciones establecidas en la Tabla 2 del estándar ASTM D975.

TABLA 8.- ESPECIFICACIONES DE LA TURBOSINA (JET FUEL A1).

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite
Densidad a 20 °C ⁽¹⁾	kg/L	ASTM D 1298, Densidad, densidad relativa (gravidad específica) o gravidad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el método del hidrómetro. ASTM D 4052 Densidad y densidad relativa de líquidos por medio de densitómetro digital	0.7720 a 0.8370
Gravedad	°API	ASTM D 287, Gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo (Método por hidrómetro) ASTM D 4052, Densidad y densidad relativa de líquidos por medio de densitómetro digital	37 a 51
Apariencia	Adimensional	Visual	Brillante y clara
Temperatura de destilación: Temperatura de destilación del 10 % Temperatura de destilación del 50 % Temperatura de destilación del 90 % Temperatura final de ebullición Residuo de la destilación Pérdida de la destilación	°C °C °C °C % vol. % vol.	ASTM D 86, Destilación de productos del petróleo a presión atmosférica ASTM D 2887, Distribución de rangos de ebullición en fracciones del petróleo por cromatografía de gases ASTM D 7345, Destilación de productos derivados del petróleo y combustibles líquidos a presión atmosférica (Método de micro destilación)	205.0 máximo Informar Informar 300.0 máximo 1.5 máximo 1.5 máximo
Temperatura de inflamabilidad ⁽²⁾	°C	ASTM D 56, Temperatura de inflamabilidad por analizador TAG de copa cerrada	38.0 mínimo
Temperatura de congelación	°C	ASTM D 2386, Temperatura de congelación para combustibles de aviación ASTM D 5972, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático por Transición de Fases) ASTM D 7153, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Laser) ASTM D 7154, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Fibra Óptica)	-47.0 máximo
Poder calorífico ⁽³⁾	MJ/kg	ASTM D 4529, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 3338, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 4809, Poder calorífico de combustibles fósiles líquidos por calorímetro de bomba (Método de precisión)	42.800 mínimo
Acidez total	mg KOH/g	ASTM D 3242, Acidez en combustibles para turbinas de aviación	0.1 máximo
Aromáticos	% vol.	ASTM D1319, Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por indicador fluorescente de absorción ASTM D 5186, Determinación del contenido de compuestos aromáticos polinucleares y contenido aromático de combustibles diésel y combustibles de turbinas de aviación por cromatografía de fluidos supercríticos	25.0 máximo
Azufre Total	mg/kg	ASTM D 4294, Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía ASTM D 5453, Determinación de Azufre total en hidrocarburos ligeros, combustible para motores de ignición por chispa, combustible para motores a diésel y aceite para motor, por Fluorescencia ultravioleta ASTM D 2622, Azufre en productos del petróleo por medio de Espectrometría Fluorescente de energía dispersiva de Rayos X ASTM D7039 Azufre en gasolina y diésel por medio de espectrometría por fluorescencia dispersiva de rayos X de longitud de onda monocromática ASTM D7220 Azufre en combustibles automotrices, para calentamiento y turbosinas por fluorescencia dispersiva de rayos X de energía monocromática	3000 máximo
Azufre mercaptánico	mg/kg	ASTM D 3227, Azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles para turbinas de aviación y combustibles destilados (Método potenciométrico)	30 máximo

Viscosidad cinemática a -20 °C	cSt	ASTM D 445, Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica) ASTM D 7042, Viscosidad dinámica y densidad de líquidos, por medio del viscosímetro Stabinger (y el cálculo de la viscosidad cinemática).	8.0 máximo
Estabilidad térmica (2.5 h a temperatura controlada de 260 °C, mínimo) ⁽⁴⁾		ASTM D 3241 Estabilidad de la oxidación térmica de combustibles para turbinas de aviación	
Caída de presión del filtro	kPa (mm Hg)		3.3 máximo (25 máximo)
Depósito en el tubo del precalentador	Adimensional	Visual	Menor a 3
Aditivos:			
Inhibidor antioxidante ⁽⁵⁾	mg/L		24 máximo
Desactivador metálico ⁽⁶⁾	mg/L		5.7 máximo
Punto de humo, o Punto de humo y Naftalenos ⁽⁷⁾	mm mm, % vol	ASTM D 1322, Punto de humo en querosenos y combustibles para turbinas de aviación ASTM D 1840, Determinación de naftalenos en combustibles para turbinas de aviación por espectrofotometría ultravioleta	25.0 mínimo o 18.0 mínimo y 3.0 máximo
Partículas contaminantes	mg/L mg/gal	ASTM D 2276, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por muestreo por líneas. ASTM D 5452, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por filtración en laboratorio	0.8 máximo 3.0 máximo
Corrosión al Cu, 2 horas a 100 °C	Adimensional	ASTM D 130, Detección de corrosión al cobre de productos de petróleo por prueba de mancha en tira de cobre	Estándar 1, máximo
Contenido de goma	mg/100mL	ASTM D 381, Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro.	7.0 máximo
Calificación por microseparómetro: Sin aditivo de conductividad eléctrica Con aditivo de conductividad eléctrica	Adimensional	ASTM D 3948, Determinación de las características de separación de agua en combustibles para turbinas de aviación mediante separador portátil	85 mínimo 70 mínimo
Ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME)	mg/kg	ASTM D7797, Determinación del contenido de ésteres metílicos de ácidos grasos en combustibles para turbinas de aviación mediante espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier	50 máximo

OBSERVACIONES:

- (1) En sustitución a esta especificación, se podrá determinar la densidad a 15 °C, cuyo valor límite fluctuará entre 0.775 y 0.840 kg/L.
- (2) La temperatura de inflamación será 42 °C mínimo, para clientes de exportación que así lo soliciten.
- (3) El poder calorífico se calcula en MJ/kg, usando las tablas y las ecuaciones descritas en el Método de Prueba Estimación del poder calorífico para combustibles para aviación. No se debe considerar el azufre para el cálculo del poder calorífico.
- (4) La prueba de estabilidad térmica (ASTM D 3241) debe efectuarse a 260 °C durante 2.5 horas. Es conveniente, pero no obligatoria, la determinación del depósito en el tubo precalentador por el método de densidad óptica.
- (5) Solamente se podrán usar los siguientes antioxidantes: a) N, N-diisopropil-parafenilen-diamina; b) 75 % mínimo 2-6-diterbutil-fenol más 25 % máximo de ter y triterbutil-fenol; c) 72 % mínimo 2-4-dimetil-6-terbutil-fenol más 28 % máximo de mono-metil y dimetil-terbutilfenol; d) 55 % mínimo 2-4-dimetil- 6-terbutil-fenol más 45 % máximo de ter y diterbutilfenol.

- (6) Se puede adicionar Aditivo Desactivador de Metales (MDA) en el punto de refinación para mejorar la estabilidad a la oxidación térmica, sólo sujetándose a las siguientes limitaciones:
- Considerando la producción de lotes de combustible en un periodo de 12 meses, el 5 % máximo de ellos pueden ser adicionados con MDA para cumplir los requisitos de la prueba de estabilidad térmica a 260 °C
 - El lote de combustible debe pasar la prueba de estabilidad térmica a una temperatura de 245 °C, antes de adicionar el MDA
 - El lote de combustible debe pasar la prueba de estabilidad térmica a una temperatura de 275 °C, después de haber adicionado el MDA.
 - El certificado de calidad del lote debe contener el resultado de la prueba de estabilidad térmica desarrollado a 245 °C (antes de la adición de MDA), a la temperatura de 260 °C y el obtenido a 275 °C (después de la adición de MDA)
 - Se puede adicionar MDA en los sistemas de distribución de combustible para recuperar el desempeño perdido de la estabilidad a la oxidación térmica durante la distribución (después de la liberación en refinería). El certificado de calidad debe mostrar el resultado inicial de la prueba de estabilidad térmica, el resultado después de la adición de MDA y la concentración agregada de MDA.
 - La cantidad debe ser declarada por el proveedor del combustible y aceptada por el cliente.
- (7) Si el punto de humo tiene un valor entre 20 y 18 mm y el contenido de naftalenos es menor de 3 %, se puede comercializar el producto notificando al comprador dentro de los 90 días a partir de la fecha de envío, a no ser que se acuerden otras condiciones.

TABLA 9.- ESPECIFICACIONES DE PETROLÍFEROS DE USO INDUSTRIAL

Nombre del petrolífero:			Valor límite		
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel industrial	Gasóleo doméstico	Combustóleo
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por Método de hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)	Informar	Informar	Informar
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada (ASTM D 93, ASTM D 7094, ASTM D 3828)	45.0 mínimo	45.0 mínimo	60.0 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de productos. (ASTM D 97)	10 máximo	10 máximo	-----
Destilación (90 % destila a)	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7344, ASTM D 7345)	345.0 máximo	345.0 máximo	-----
Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)	1.900 a 4.100 a 40 °C	1.900 a 4.100 a 40 °C	636.0 a 1166 a 50 °C
Azufre ⁽²⁾	% masa	Azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros. (ASTM D 5453, ASTM D 7220, ASTM D 2622, ASTM D 7039)	0.5 máximo 0.05 máximo ⁽¹⁾	0.05 máximo 0.05 máximo ⁽¹⁾	4.0 máximo

Nitrógeno	ppm peso	Nitrógeno total en aceites lubricantes y en combustibles líquidos (ASTM D 3228)	--	--	Informar
Vanadio y níquel	mg/kg	Determinación de níquel y vanadio en petróleos crudos y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica con detector de flama (ASTM D 5863)	--	--	Informar
Poder Calorífico	MJ/kg	Estimación de calor neto y bruto de combustión de combustibles diésel y para quemadores (ASTM D 4868, ASTM D 4809).	--	--	40 mínimo
Asfaltenos (Insolubles en nC ₇)	% masa	Determinación de insolubles en n-heptano (ASTM D 3279)	--	--	informar
Color	Adimensional	Color de productos de petróleo (ASTM D 1500)	--	Morado	--
Agua y Sedimento	% vol.	Agua y sedimentos en combustibles de destilación media por centrifugado (ASTM D 2709, ASTM D 1796)	0.05 máximo	0.05 máximo	--

OBLIGACIONES ADICIONALES:

- (1) Límite aplicable para la ZMVM. Todos los combustibles industriales que se comercialicen en la ZMVM tendrán un contenido máximo de azufre de 0.05 % en peso.
- (2) Para los corredores industriales y centros de población especificados en el Anexo 2, se dispondrá de combustible con un contenido máximo de azufre de 2 % en masa.

TABLA 10.- ESPECIFICACIONES DEL GASAVIÓN ⁽¹⁾⁽²⁾

Nombre del producto:			Valor límite	
Propiedad	Unidad	Método de prueba ASTM	Mínimo	Máximo
Gravedad específica 20/4 °C	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)	Informar	Informar
Densidad a 15 °C	kg/m ³	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)	Informar	Informar
Destilación ⁽³⁾				
Temperatura inicial de ebullición	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7345, ASTM D 7344)	Informar	Informar
Combustible evaporado				
el 10 % destila a:	°C		-	75.0
el 40 % destila a:	°C		75.0	-
el 50 % destila a:	°C		-	105.0
el 90 % destila a:	°C		-	135.0
Temp. final de ebullición	°C		-	170.0
Volumen recuperado	%vol.		97.0	-
Residuo de destilación	%vol.		-	1.5
Pérdida en la destilación	%vol.		-	1.5
Suma de las temperaturas de 10 y 50 % evaporados	°C		135.0	-

Estabilidad a la oxidación 5 horas: Gomas potenciales Precipitado de plomo	mg/100 mL mg/100 mL	Estabilidad a la oxidación de combustibles para aviación (ASTM D 873)	- -	6.0 3.0
Reacción del residuo	Adimensional	Acidez de hidrocarburos líquidos y sus residuos de destilación (ASTM D 1093)	No ácida	-
Presión de vapor a 38 °C	kPa	Presión de vapor de productos del petróleo (ASTM D 323, ASTM D 5191)	38.0	49.0
Azufre total	% peso	Azufre en productos del petróleo por medio del método de la lámpara (ASTM D 1266) Azufre en productos del petróleo por medio de Espectrometría Fluorescente de energía dispersiva de Rayos X (ASTM D 2622)	-	0.05
Corrosión al Cu. 2h. a 100 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)	-	No. 1
Goma acelerada. 5h	mg/100 mL	Estabilidad a la oxidación de combustibles para aviación (ASTM D 873)	-	6.0
Tetraetil de plomo TEL ⁽⁴⁾	mL TEL /L g Pb/L	Plomo en gasolinas—Método del monoclóruo de yodo (ASTM D 3341) Plomo en gasolinas por medio de espectroscopía de rayos X (ASTM D 5059)	- -	0.53 0.56
Mezcla natural Número de octano, MON Número de octano	Adimensional	Número de octano de motor de combustibles, para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)	99.6	-
Mezcla enriquecida Número de octano, MON Número de octano	Adimensional		130	-
Temperatura de congelación	°C	Temperatura de congelación de combustibles para aviación (ASTM D 2386)	-	-58
Poder calorífico neto ⁽⁵⁾	MJ/kg (Btu/lb)	Poder calorífico neto (ASTM D 4529, ASTM D 4809, ASTM D 3338)	43.56 (18,720)	- -
Reacción al agua Cambio de volumen	mL	Reacción al agua de combustibles para aviación (ASTM D 1094)	-	+/- 2.0
Conductividad eléctrica	pS/m	Conductividad eléctrica de combustibles para aviación (ASTM D 2624)	-	450
Inhibidor de oxidación ⁽⁶⁾	mg/L		-	12
Color ⁽⁷⁾	Adimensional	Color de combustibles para aviación con colorante añadido (ASTM D 2392)	azul	-

OBSERVACIONES

- (1) Las tolerancias de precisión por repetibilidad, reproducibilidad y tendencia establecidas en los métodos ASTM, aplican en los análisis comparativos de calidad del producto.
- (2) Los métodos establecidos en esta tabla deberán utilizarse invariablemente y se podrá utilizar un método alternativo ASTM en caso de falla o reparación del equipo analítico principal, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables.
- (3) Las temperaturas de destilación deben ser corregidas a 101.325 kPa (760 mm Hg).
- (4) Solamente se podrá adicionar en forma de mexoctán azul.
- (5) En el Método ASTM D 4529 el valor que se obtiene es calculado. En caso de discrepancia, el método ASTM D 4809 deberá preferirse.

- (6) Solamente se podrán utilizar los siguientes compuestos:

2,6 diterbutil 4 metilfenol; 2,4 dimetil 1,6 terbutilfenol y 2,6 diterbutil fenol

En las siguientes mezclas:

75 % min de 2,6 diterbutil fenol y 25 % max de la mezcla de di y tri terbutilfenol.

75 % min de di y tri isopropil fenol y 25 % max de la mezcla de di y tri terbutil fenol

72% min de 2,4 dimetil 1,6 terbutilfenol y 28 % max de la mezcla de monometil y dimetil terbutilfenol

- (7) El colorante azul será esencialmente 1, 4 dialkil amino-antraquinona a una concentración máxima de 4.7 mg/gal; en el amarillo será p – dietil amino – azo benceno a una concentración máxima de 7.0 mg/gal.

TABLA 11.- ESPECIFICACIONES DE COMBUSTÓLEO INTERMEDIO (IFO)

Nombre del combustible:			Valor límite			
			IFO-180		IFO-380	
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el Método de hidrómetro. (ASTM D 1298, D 4052)	-	0.9877	Informar	-
Temperatura de inflamabilidad	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada (ASTM D 93)	60.0	-	60.0	-
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de los productos (ASTM D 97)	-	+ 30	-	+ 30
Agua y sedimento	%vol.	Agua y sedimento por medio del método de la centrífuga (ASTM D 1796)	-	1.0	-	1.0
Viscosidad a 50 °C	S.S.F.	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica). (ASTM D 445) Viscosidad Saybolt (ASTM D88) Conversión de viscosidad cinemática a viscosidad universal Saybolt o Viscosidad Furol Saybolt (ASTM D2161)	60	85	-	-
Viscosidad cinemática	mm ² /s cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica). (ASTM D 445) Viscosidad Saybolt (ASTM D88) Conversión de viscosidad cinemática a viscosidad universal Saybolt o Viscosidad Furol Saybolt (ASTM D2161)	125	180	-	380
Carbón Conradson	% masa	Residuos de carbón Conradson en productos del petróleo (ASTM D 189)	-	20.0	-	20.0
Azufre Total	% masa	Azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 2622)	-	4.0	-	4.5
Cenizas	% masa	Cenizas en productos del petróleo (ASTM D 482)	-	0.15	-	0.20
Vanadio	mg/kg	Determinación de vanadio en petróleos crudos y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica con detector de flama (ASTM D 5863)	-	500	-	500

TABLA 12. ESPECIFICACIONES GENERALES DE LA GASOLINA DE LLENADO INICIAL

Propiedad	Unidad	Método de prueba		Valor límite	
				Mínimo	Máximo
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, D 4052)		0.6850	0.7200
Destilación					
el 10 % destila a:	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7345)		-	55.0
el 50 % destila a:	°C			-	85.0
el 90 % destila a:	°C			-	130.0
Temp. Final de Ebullición	°C			-	190.0
Presión de Vapor	lb/pulg ² (kPa)	Presión de vapor (ASTM D 4953, ASTM D 5191)	Marzo a octubre	-	10.50 (72.40)
			Noviembre a febrero	-	11.50 (73.30)
				-	
Azufre Total	mg/kg	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, ASTM D 2622, ASTM D7220)		30	80
Corrosión al Cu, 3 horas a 50 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)		-	No. 1
Corrosión ferrosa	Adimensional	Formación de óxido en presencia de agua ASTM D 665		-	B+
Goma lavada	kg/m ³ (mg/100mL)	Estabilidad de oxidación de gasolina–Método de periodo de inducción (ASTM D 525)		-	0.04 (4)
Periodo de inducción	minutos	Estabilidad de oxidación de gasolina–Método de periodo de inducción (ASTM D 525)		1000	-
Número de octano (RON)	Adimensional	Número de Octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699)		95	-
Número de octano (MON)	Adimensional	Número de Octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)		Informar	-
Índice de octano (RON+MON)/2	Adimensional	Número de Octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699) Número de Octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)		90	-
Aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)		-	8.0
Olefinas	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)		-	15.0
Benceno	% vol.	Determinación de benceno y tolueno en gasolina terminada para uso en motores y aviación por cromatografía de gases (ASTM D 3606, D 5580)		-	0.5

TABLA 13.- ESPECIFICACIONES DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO ⁽¹⁾

Propiedad	Unidad	Método de Prueba	Valor límite	
			Resto del País	ZMVM y las ciudades de Puebla, Toluca, Querétaro y Monterrey
Presión de vapor en exceso a la atmosférica a 37.8 °C	kPa (lb/pulg ²)	Presión de vapor de gases licuados de petróleo (Método gas-LP, ASTM D 1267) Cálculo de propiedades físicas del gas LP mediante análisis de composición (ASTM D 2598)	688 (100.0) mínimo 1379 (200.0) máximo	896 (130.0) mínimo 1379 (200.0) máximo
Temperatura máxima de destilación del 95 %	°C	Volatilidad de gases licuados de petróleo (LP) (ASTM D 1837)	2.0	2.0
Composición ⁽²⁾ : Etano Propano n-butano + iso-butano Pentano y más pesados Olefinas totales	% vol.	Análisis de gases licuados de petróleo (LP) y concentrados de propano por cromatografía de gases (ASTM D 2163)	2.50 máximo 60.00 mínimo 40.00 máximo 2.00 máximo Informar	2.50 máximo 60.00 mínimo 40.00 máximo 2.00 máximo 2 máximo
Residuo de la evaporación de 100 ml	mL	Residuos en gases licuados de petróleo. (ASTM D 2158)	0.05 máximo	0.05 máximo
Densidad relativa a 15.56°C	Adimensional	Densidad o densidad relativa de hidrocarburos ligeros por termohidrómetro de presión (ASTM D 1657) Cálculo de propiedades físicas del gas LP mediante análisis de composición (ASTM D 2598)	informar	0.504 a 0.540
Corrosión de placa de cobre, 1 hora a 37.8°C	Adimensional	Corrosión de cobre por gases licuados de petróleo (LP) (ASTM D 1838)	Estándar no. 1 máximo	Estándar no. 1 máximo
Azufre total ⁽¹⁾	ppm (en peso)	Azufre total en combustibles gaseosos por hidrogenólisis y colorimetría con medidor de relaciones (logómetro) (ASTM D 4468, D 2784).	140 máximo	140 máximo
Agua libre	Adimensional	Visual	Nada	Nada

OBLIGACIONES ADICIONALES:

- (1) El GLP, por razones de seguridad, deberá ser odorizado conforme a lo establecido en las Normas aplicables, por ejemplo, National Fire Protection Association, NFPA 58 LP-Gas Code, 2010 Ed.
- (2) El GLP importado mediante el Sistema de transporte por medio de ductos Hobbs-Méndez, podrá presentar un contenido máximo de etano de 5 % vol., siempre y cuando la presión de vapor en exceso a la atmosférica a una temperatura de 37.8 °C no exceda de 1379 kPa (200 lb/pulg²)

4.3. Aditivos adicionales no especificados en esta Norma. Cuando se pretenda utilizar aditivos que no estén establecidos en la presente Norma, incluyendo oxigenantes y compuestos mejoradores de octano en las gasolinas, el interesado deberá obtener previamente la autorización de la Comisión. Además de lo previsto en estas disposiciones legales, la solicitud deberá incluir la información que soporte que estos compuestos y su adición a los petrolíferos no representan un riesgo a los sistemas de control de los equipos de consumo o de los vehículos, ni se produce ningún efecto nocivo en la salud de la población y en el ambiente.

4.4. Está prohibido agregar a los petrolíferos cualquier otra sustancia no prevista en las Tablas 1 a 13, o que no esté autorizada por la Comisión conforme a lo establecido en la disposición 4.3 de esta Norma, excepto marcadores en términos de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Marcación que se emitan.

4.5. En caso de emergencia que afecte la cadena de producción y suministro de algún petrolífero, la Comisión podrá, de forma fundada y motivada, determinar las medidas necesarias de orden técnico y jurídico que se implementarán, así como su temporalidad, para garantizar la cobertura nacional.

5. Muestreo y medición de las especificaciones de los petrolíferos.

5.1. Responsabilidades en materia de muestreo y medición de las especificaciones de calidad de los petrolíferos.

La responsabilidad de la toma de muestras y determinación de las especificaciones de calidad recaen en:

- a. Los productores
- b. Los importadores
- c. Los transportistas
- d. Los almacenistas y distribuidores
- e. El expendedor al público

5.1.1. Los productores serán responsables de la calidad de los productos finales derivados de sus procesos, para lo cual deberán realizar el muestreo en el tanque de almacenamiento del producto final y entregar el informe de resultados en términos de la LFMN previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto en territorio nacional.

En los procesos de muestreo en la cadena de producción, se tomarán aquellas muestras representativas por cada lote de producto final destinado a venta o entrega en territorio nacional, aplicando para el muestreo, de manera enunciativa mas no limitativa, la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma. A dichas muestras se les determinarán las especificaciones de las Tablas 1 a 13, según corresponda, y demás previsiones establecidas en el texto de la presente Norma.

5.1.2. Los importadores serán responsables de la determinación de las especificaciones de calidad en las instalaciones donde se realice el cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto.

El lote de producto importado debe contar con un informe de resultados en términos de la LFMN, certificado de calidad o documento de naturaleza jurídica y técnica análogo según el país de procedencia, en el cual haga constar que el petrolífero correspondiente cumple de origen con las especificaciones establecidas en las Tablas 1 a 13; el informe de resultados deberá entregarse previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia. El certificado de calidad o documento análogo, deberá especificar la toma de muestras, el lote, la ubicación del centro de producción y el lugar de origen del producto.

Adicionalmente, deberá realizarse una toma de muestras y la determinación de las especificaciones de calidad indicadas en el Anexo 4, previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia, como se detalla a continuación:

- a. En el supuesto de importarse petrolíferos por medio de buque tanque, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad se hará en las instalaciones correspondientes, tomando las muestras representativas por embarque, aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.
- b. En el caso de su importación por medio de carrotanque, autotanque o semirremolque, se tomarán las muestras representativas de una población de vehículos con producto proveniente del mismo lote, aplicando la normativa a que hace referencia el numeral 5.2 de esta Norma. Tratándose de la entrega directa del petrolífero a instalaciones donde se lleva a cabo el expendio al público, bastará con la entrega del certificado de origen al momento del cambio de propiedad o transferencia de custodia.

- c. En relación a su importación por medio de ducto, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad se realizarán en las instalaciones de medición previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia, por lo que se tomará para cada lote las muestras representativas, aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.

5.1.3. Los transportistas podrán realizar la medición de la calidad en el punto donde reciban el producto en sus instalaciones o equipos, y deberán realizarla en el punto de entrega. Lo anterior, sin perjuicio de que los Permisionarios, cuyos sistemas se encuentren interconectados, formalicen protocolos de medición conjunta, conforme a lo establecido en el Artículo 31 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

En el caso del transporte en el Sistema Nacional de GLP, se deberá realizar el muestreo y la medición de la calidad en los puntos de recepción y entrega del producto. Para tal efecto, se aplicará la normativa en materia de muestreo a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.

Los lotes de petrolífero transportado deben contar con un informe de resultados emitido por un laboratorio de prueba, en términos de la LFMN y demás disposiciones aplicables, en el cual haga constar que el petrolífero cumple con las especificaciones aplicables, así como con la descripción del lote y, en su caso, la ubicación del centro de producción o el lugar de donde proviene el producto. El informe de resultados deberá entregarse previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto.

Adicionalmente, se deberá realizar una toma de muestras y la determinación de las especificaciones de calidad indicadas en el Anexo 4 previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia, como se detalla a continuación:

- a. En el supuesto de transportarse petrolíferos por medio de buquetanque, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad se hará en las instalaciones correspondientes, tomando las muestras representativas por lote, aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.
- b. En el caso de su transporte por medio de carro tanque, auto tanque o semirremolque, se tomarán las muestras representativas de una población de vehículos con producto proveniente del mismo lote, aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma. Tratándose del transporte a instalaciones donde se lleva a cabo el expendio al público, bastará con la entrega del documento en el que se refieran las especificaciones de calidad del petrolífero que deriven del informe de resultados correspondiente, previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia.
- c. En relación a su transporte por medio de ductos, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad podrá realizarse en el punto de recepción de las instalaciones o equipos de dicho sistema, sin embargo, deberá realizarse en los puntos de entrega a otros sistemas previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del petrolífero de que se trate. Para ambos casos, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad se realizarán en las instalaciones de medición, por lo que se tomará para cada lote las muestras representativas aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.

5.1.4. Los almacenistas y distribuidores serán responsables de la guarda del producto, desde su recepción en la instalación o sistema hasta su entrega. Asimismo, los almacenistas serán responsables de conservar la calidad y podrán realizar el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad del producto recibido en su sistema, sin embargo, estarán obligados a realizarla para su entrega a otro sistema previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia. Lo anterior, sin perjuicio de que los Permisionarios, cuyos sistemas se encuentren interconectados, formalicen protocolos de medición conjunta para cumplir con las responsabilidades indicadas, conforme a lo establecido en los Artículos 22 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

Los lotes de producto almacenado y distribuido deben contar con un informe de resultados emitido por un laboratorio de prueba, en términos de la LFMN y demás disposiciones aplicables, en el cual haga constar que el petrolífero cumple con las especificaciones de calidad aplicables, así como con la descripción del lote y, en su caso, la ubicación del centro de producción o el lugar de donde proviene el producto. El informe de resultados deberá entregarse previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto.

Adicionalmente, se hará una toma de muestras y la determinación de las especificaciones de calidad indicadas en el Anexo 4 previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia en las instalaciones correspondientes, por lo que a la entrega de petrolíferos a buque tanque, carro tanque, auto tanque, semirremolque, vehículos de reparto y ductos, se tomarán las muestras representativas de cada lote de producto, aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.

5.1.5. Con el objeto de garantizar la calidad de los petrolíferos en las actividades de expendio al público, la Comisión podrá requerir a los permisionarios, de forma fundada y motivada, la información correspondiente para efectos de regulación. El titular del permiso del expendio al público deberá contar con un documento en el que se refieran las especificaciones de calidad del petrolífero que deriven del informe de resultados correspondiente, de conformidad con la actividad permitida de donde provenga el petrolífero. Dicho documento deberá ser entregado por el almacenista o distribuidor al permisionario del expendio al público, previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del petrolífero. Los permisionarios de expendio al público deberán realizar cada trimestre el muestreo y la determinación de especificaciones de calidad de los petrolíferos en los tanques de almacenamiento utilizados en sus instalaciones.

5.1.6. En el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, la transferencia del producto se realizará sin perjuicio de que las partes involucradas puedan pactar, en su caso, realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4.

5.2. Métodos de muestreo.

5.2.1. Con el objeto de obtener muestras representativas de los petrolíferos a que se refiere esta Norma, se deberá aplicar, de manera enunciativa mas no limitativa, la normativa siguiente: NMX-Z-12/1-1987, NMX-Z-12/2-1987, NMX-Z-12/3-1987, y las referidas en los numerales 5.2.2 al 5.2.4 siguientes, según el caso.

5.2.2. Para el muestreo de petrolíferos en fase líquida a presión atmosférica, se deberá aplicar la versión vigente del método ASTM D 4057 Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products o aquel que la sustituya en caso de elegirse un muestreo manual; en caso de elegir un muestreo automático, se deberá usar la versión vigente del método ASTM D4177 Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products o aquellos que los sustituyan.

5.2.3. Para el caso del gas licuado de petróleo, se deberá aplicar la versión vigente del método ASTM D1265, Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases, Manual Method, para muestreo manual o el ASTM D4177 Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products para el muestreo automático, o aquellos que los sustituyan.

5.2.4. En lo no previsto por estos métodos, la toma de muestras se deberá realizar de acuerdo con lo establecido en las Normas aplicables.

6. Métodos de prueba

6.1. Para la determinación de las especificaciones de calidad establecidas en las Tablas 1 a la 13 de esta Norma, se deberán utilizar preferentemente los métodos de prueba indicados en dichas tablas.

6.2. Los métodos de prueba para la determinación de las especificaciones de calidad de los petrolíferos, establecidos en esta Norma, deberán ser los correspondientes a la versión vigente o aquellos que los sustituyan.

6.3. Además de los métodos indicados en las Tablas 1 a la 13, se podrá hacer uso de los métodos que a continuación se citan, en lo conducente:

a) Aplicable al Gas Licuado de Petróleo:

Standard Test Method for Determination of Total Volatile Sulfur in Gaseous Hydrocarbons and Liquefied Petroleum Gases by Ultraviolet Fluorescence	ASTM D6667
---	------------

b) Aplicable a los demás petrolíferos:

Standard Test Method for Saybolt Color of Petroleum Products (Saybolt Chromometer Method)	ASTM D156
Standard Specification for Fuel Oils	ASTM D396
Standard Specification for Diesel Fuel Oils	ASTM D975
Standard Test Method for Kauri/Butanol Value of Hydrocarbon Solvents	ASTM D1133
Standard Test Method for Bromine Numbers of Petroleum Distillates and Commercial Aliphatic Olefins by Electrometric Titration	ASTM D1159
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (High-Temperature Method)	ASTM D1552

Standard Specification for Aviation Turbine Fuels	ASTM D1655
Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer API Designation: Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Chapter 9.2	ASTM D1657
Standard Test Method for Effect of Heat and Air on Asphaltic Materials (Thin-Film Oven Test)	ASTM D1754
Standard Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1837
Standard Test Method for Dryness of Propane (Valve Freeze Method)	ASTM D2713
Standard Test Method for Phosphorus in Gasoline	ASTM D3231
Standard Test Methods for Flash Point by Small Scale Closed Cup Tester	ASTM D3828
Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products	ASTM D4057
Standard Test Method for Free Water and Particulate Contamination in Distillate Fuels (Visual Inspection Procedures)	ASTM D4176
Standard Test Method for Electrical Conductivity of Liquid Hydrocarbons by Precision Meter	ASTM D4308
Standard Test Methods for Determination of Aluminum and Silicon in Fuel Oils by Ashing, Fusion, Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry, and Atomic Absorption Spectrometry	ASTM D5184
Standard Test Method for Vapor-Liquid Ratio Temperature Determination of Fuels (Evacuated Chamber Method)	ASTM D5188
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Mini Method)	ASTM D5191
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Mini Method—Atmospheric)	ASTM D5482
Standard Test Method for Determination of Oxygenates in Gasoline by Gas Chromatography and Oxygen Selective Flame Ionization Detection	ASTM D5599
Standard Test Method for Nitrogen in Petroleum and Petroleum Products by Boat-Inlet Chemiluminescence	ASTM D5762
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Optical Detection Stepped Cooling Method)	ASTM D5771
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Constant Cooling Rate Method)	ASTM D5773
Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products (Automatic Pressure Pulsing Method)	ASTM D5949
Standard Test Method for Evaluating Lubricity of Diesel Fuels by the High-Frequency Reciprocating Rig (HFRR)	ASTM D6079
Standard Test Method for Determination of Vapor Pressure (VPX) of Petroleum Products, Hydrocarbons, and Hydrocarbon-Oxygenate Mixtures (Triple Expansion Method)	ASTM D6378
Standard Test Method for Determination of Aromatic Hydrocarbon Types in Aviation Fuels and Petroleum Distillates—High Performance Liquid Chromatography Method with Refractive Index Detection	ASTM D6379
Standard Test Method for Determination of Olefin Content of Gasolines by Supercritical/Fluid Chromatography	ASTM D6550
Standard Test Method for Determination of Total Volatile Sulfur in Gaseous Hydrocarbons and Liquefied Petroleum Gases by Ultraviolet Fluorescence	ASTM D6667
Standard Test Method for Determination of Ignition Delay and Derived Cetane Number (DCN) of Diesel Fuel Oils by Combustion in a Constant Volume Chamber	ASTM D6890
Standard Test Method for Determination of Derived Cetane Number (DCN) of Diesel Fuel Oils—Fixed Range Injection Period, Constant Volume Combustion Chamber Method	ASTM D7170

Standard Test Method for Sulfur in Automotive, Heating, and Jet Fuels by Monochromatic Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry	ASTM D7220
Standard Test Method for Determination of Corrosiveness to Silver by Automotive Spark-Ignition Engine Fuel—Thin Silver Strip Method	ASTM D7667
Standard Test Method for Determination of Derived Cetane Number (DCN) of Diesel Fuel Oils—Ignition Delay and Combustion Delay Using a Constant Volume Combustion Chamber Method	ASTM D7668
Standard Test Method for Corrosiveness to Silver by Automotive Spark-Ignition Engine Fuel—Silver Strip Method	ASTM D7671
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Mini Method)	ASTM D7689
New Test Method for Determination of Water Separation Characteristics of Aviation Turbine Fuel by Small Scale Water Separation Instrument	ASTM WK53270
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.	---

7. Bibliografía.

Standard Test Method for Flash Point by Tag Closed Cup Tester	ASTM D56
Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Atmospheric Pressure	ASTM D86
Standard Test Method for Saybolt Viscosity	ASTM D88
Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester	ASTM D93
Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products	ASTM D97
Standard Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test	ASTM D130
Standard Test Method for Saybolt Color of Petroleum Products (Saybolt Chromometer Method)	ASTM D156
Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products	ASTM D189
Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method)	ASTM D287
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)	ASTM D323
Standard Test Method for Gum Content in Fuels by Jet Evaporation	ASTM D381
Standard Specification for Fuel Oils	ASTM D396
Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity)	ASTM D445
Standard Test Method for Ash from Petroleum Products	ASTM D482
Standard Test Method for Ramsbottom Carbon Residue of Petroleum Products	ASTM D524
Standard Test Method for Oxidation Stability of Gasoline (Induction Period Method)	ASTM D525
Standard Test Method for Cetane Number of Diesel Fuel Oil	ASTM D613
Standard Test Method for Rust-Preventing Characteristics of Inhibited Mineral Oil in the Presence of Water	ASTM D665
Standard Test Method for Oxidation Stability of Aviation Fuels (Potential Residue Method)	ASTM D873
Standard Test Method for Supercharge Rating of Spark-Ignition Aviation Gasoline	ASTM D909
Standard Specification for Leaded Aviation Gasolines	ASTM D910
Standard Specification for Diesel Fuel Oils	ASTM D975
Standard Test Method for Calculated Cetane Index of Distillate	ASTM D976

Standard Test Method for Acidity of Hydrocarbon Liquids and Their Distillation Residues	ASTM D1093
Standard Test Method for Water Reaction of Aviation Fuels	ASTM D1094
Standard Test Method for Kauri/Butanol Value of Hydrocarbon Solvents	ASTM D1133
Standard Test Method for Bromine Numbers of Petroleum Distillates and Commercial Aliphatic Olefins by Electrometric Titration	ASTM D1159
Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases, Manual Method.	ASTM D1265
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method)	ASTM D1266
Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)	ASTM D1267
Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method	ASTM D1298
Standard Test Method for Hydrocarbon Types in Liquid Petroleum Products by Fluorescent Indicator Adsorption	ASTM D1319
Standard Test Method for Smoke Point of Kerosine and Aviation Turbine Fuel	ASTM D1322
Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)	ASTM D1500
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (High-Temperature Method)	ASTM D1552
Standard Specification for Aviation Turbine Fuels	ASTM D1655
Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer	ASTM D1657
Standard Test Method for Effect of Heat and Air on Asphaltic Materials (Thin-Film Oven Test)	ASTM D1754
Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)	ASTM D1796
Standard Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1835
Standard Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1837
Standard Test Method for Copper Strip Corrosion by Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1838
Standard Test Method for Naphthalene Hydrocarbons in Aviation Turbine Fuels by Ultraviolet Spectrophotometry	ASTM D1840
Standard Test Method for Residues in Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D2158
Standard Practice for Conversion of Kinematic Viscosity to Saybolt Universal Viscosity or to Saybolt Furol Viscosity	ASTM D2161
Standard Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene Concentrates by Gas Chromatography	ASTM D2163
Standard Test Method for Particulate Contaminant in Aviation Fuel by Line Sampling	ASTM D2276
Standard Test Method for Freezing Point of Aviation Fuels	ASTM D2386
Standard Test Method for Color of Dyed Aviation Gasolines	ASTM D2392
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products	ASTM D2500
Standard Practice for Calculation of Certain Physical Properties of Liquefied Petroleum (LP) Gases from Compositional Analysis	ASTM D2598
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products by Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry	ASTM D2622
Standard Test Methods for Electrical Conductivity of Aviation and Distillate Fuels	ASTM D2624
Standard Test Method for Research Octane Number of Spark-Ignition Engine Fuel	ASTM D2699
Standard Test Method for Motor Octane Number of Spark-Ignition Engine Fuel	ASTM D2700
Standard Test Method for Water and Sediment in Middle Distillate Fuels by Centrifuge	ASTM D2709

Standard Test Method for Dryness of Propane (Valve Freeze Method)	ASTM D2713
Standard Test Method for Sulfur in Liquefied Petroleum Gases (Oxy-Hydrogen Burner or Lamp)	ASTM D2784
Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography	ASTM D2887
Standard Test Method for (Thiol Mercaptan) Sulfur in Gasoline, Kerosine, Aviation Turbine, and Distillate Fuels (Potentiometric Method)	ASTM D3227
Standard Test Method for Total Nitrogen in Lubricating Oils and Fuel Oils by Modified Kjeldahl Method	ASTM D3228
Standard Test Method for Phosphorus in Gasoline	ASTM D3231
Standard Test Method for Thermal Oxidation Stability of Aviation Turbine Fuels (JFTOT Procedure)	ASTM D3241
Standard Test Method for Acidity in Aviation Turbine Fuel	ASTM D3242
Standard Test Method for n-Heptane Insolubles	ASTM D3279
Standard Test Method for estimation of net combustion of aviation fuels	ASTM D3338
Standard Test Method for Lead in Gasoline - Iodine Monochloride Method	ASTM D3341
Standard Test Method for Determination of Benzene and Toluene in Finished Motor and Aviation Gasoline by Gas Chromatography	ASTM D3606
Standard Test Methods for Flash Point by Small Scale Closed Cup Tester	ASTM D3828
Standard Test Method for Determining Water Separation Characteristics of Aviation Turbine Fuels by Portable Separometer	ASTM D3948
Standard Test Method for Density and Relative Density of Liquids by Digital Density Meter	ASTM D4052
Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products	ASTM D4057
Standard Test Method for Free Water and Particulate Contamination in Distillate Fuels (Visual Inspection Procedures)	ASTM D4176
Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products	ASTM D4177
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry	ASTM D4294
Standard Test Method for Electrical Conductivity of Liquid Hydrocarbons by Precision Meter	ASTM D4308
Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry	ASTM D4468
Standard Test Method for Estimation of Net Heat of Combustion of Aviation Fuels	ASTM D4529
Standard Test Method for Calculated Cetane Index by Four Variable Equation	ASTM D4737
Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)	ASTM D4809
Standard Specification for Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	ASTM D4814
Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, tertiary-Amyl Alcohol and C1 to C4 Alcohols in Gasoline by Gas Chromatography	ASTM D4815
Standard Test Method for Estimation of Net and Gross Heat of Combustion of Burner and Diesel Fuels	ASTM D4868
Standard Test Method for Qualitative Analysis for Active Sulfur Species in Fuels and Solvents (Doctor Test)	ASTM D4952
Standard Test Method for Vapor Pressure of Gasoline and Gasoline-Oxygenate Blends (Dry Method)	ASTM D4953

Standard Test Methods for Lead in Gasoline by X-Ray Spectroscopy	ASTM D5059
Standard Test Methods for Determination of Aluminum and Silicon in Fuel Oils by Ashing, Fusion, Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry, and Atomic Absorption Spectrometry	ASTM D5184
Standard Test Method for Determination of Aromatic Content and Polynuclear Aromatic Content of Diesel Fuels and Aviation Turbine Fuels by Supercritical Fluid Chromatography	ASTM D5186
Standard Test Method for Vapor-Liquid Ratio Temperature Determination of Fuels (Evacuated Chamber Method)	ASTM D5188
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Mini Method)	ASTM D5191
Standard Test Method for Particulate Contamination in Aviation Fuels by Laboratory Filtration	ASTM D5452
Standard Test Method for Determination of Total Sulfur in Light Hydrocarbons, Spark Ignition Engine Fuel, Diesel Engine Fuel, and Engine Oil by Ultraviolet Fluorescence	ASTM D5453
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Mini Method—Atmospheric)	ASTM D5482
Standard Test Method for Vehicle Evaluation of Unleaded Automotive Spark/Ignition Engine Fuel for Intake Valve Deposit Formation	ASTM D5500
Standard Test Method for Determination of Benzene, Toluene, Ethylbenzene, p/m/Xylene, o/Xylene, C9 and Heavier Aromatics, and Total Aromatics in Finished Gasoline by Gas Chromatography	ASTM D5580
Standard Test Method for Evaluating Unleaded Automotive Spark-Ignition Engine Fuel for Electronic Port Fuel Injector Fouling	ASTM D5598
Standard Test Method for Determination of Oxygenates in Gasoline by Gas Chromatography and Oxygen Selective Flame Ionization Detection	ASTM D5599
Standard Test Method for Nitrogen in Petroleum and Petroleum Products by Boat-Inlet Chemiluminescence	ASTM D5762
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Optical Detection Stepped Cooling Method)	ASTM D5771
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Constant Cooling Rate Method)	ASTM D5773
Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, Methanol, Ethanol and tert-Butanol in Gasoline by Infrared Spectroscopy	ASTM D5845
Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry	ASTM D5863
Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products (Automatic Pressure Pulsing Method)	ASTM D5949
Standard Test Method for Freezing Point of Aviation Fuels (Automatic Phase Transition Method)	ASTM D5972
Standard Test Method for Evaluating Lubricity of Diesel Fuels by the High-Frequency Reciprocating Rig (HFRR)	ASTM D6079
Standard Test Method for Determination of Benzene in Spark-Ignition Engine Fuels Using Mid Infrared Spectroscopy	ASTM D6277
Standard Test Method for Determination of Vapor Pressure (VPX) of Petroleum Products, Hydrocarbons, and Hydrocarbon-Oxygenate Mixtures (Triple Expansion Method)	ASTM D6378
Standard Test Method for Determination of Aromatic Hydrocarbon Types in Aviation Fuels and Petroleum Distillates—High Performance Liquid Chromatography Method with Refractive Index Detection	ASTM D6379

Standard Test Method for Determination of Olefin Content of Gasolines by Supercritical/Fluid Chromatography	ASTM D6550
Standard Test Method for Determination of Total Volatile Sulfur in Gaseous Hydrocarbons and Liquefied Petroleum Gases by Ultraviolet Fluorescence	ASTM D6667
Standard Test Method for Determination of Ignition Delay and Derived Cetane Number (DCN) of Diesel Fuel Oils by Combustion in a Constant Volume Chamber	ASTM D6890
Standard Test Method for Sulfur in Gasoline and Diesel Fuel by Monochromatic Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry	ASTM D7039
Standard Test Method for Dynamic Viscosity and Density of Liquids by Stabinger Viscometer (and the Calculation of Kinematic Viscosity)	ASTM D7042
Standard Test Method for Flash Point by Modified Continuously Closed Cup (MCCCFP) Tester	ASTM D7094
Standard Test Method for Freezing Point of Aviation Fuels (Automatic Laser Method)	ASTM D7153
Standard Test Method for Freezing Point of Aviation Fuels (Automatic Fiber Optical Method)	ASTM D7154
Standard Test Method for Determination of Derived Cetane Number (DCN) of Diesel Fuel Oils—Fixed Range Injection Period, Constant Volume Combustion Chamber Method	ASTM D7170
Standard Test Method for Sulfur in Automotive, Heating, and Jet Fuels by Monochromatic Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry	ASTM D7220
Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products and Liquid Fuels at Atmospheric Pressure (Mini Method)	ASTM D7344
Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Atmospheric Pressure (Micro Distillation Method)	ASTM D7345
Standard Test Method for Determination of Corrosiveness to Silver by Automotive Spark-Ignition Engine Fuel—Thin Silver Strip Method	ASTM D7667
Standard Test Method for Determination of Derived Cetane Number (DCN) of Diesel Fuel Oils—Ignition Delay and Combustion Delay Using a Constant Volume Combustion Chamber Method	ASTM D7668
Standard Test Method for Corrosiveness to Silver by Automotive Spark-Ignition Engine Fuel—Silver Strip Method	ASTM D7671
Standard Test Method for Evaluating Lubricity of Diesel Fuels by the High-Frequency Reciprocating Rig (HFRR) by Visual Observation	ASTM D7688
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Mini Method)	ASTM D7689
Test Method for Determination of the Fatty Acid Methyl Esters Content of Aviation Turbine Fuel Using Flow Analysis by Fourier Transform Infrared Spectroscopy – Rapid Screening Method	ASTM D7797
New Test Method for Determination of Water Separation Characteristics of Aviation Turbine Fuel by Small Scale Water Separation Instrument	ASTM WK53270
Environmental Protection Agency, Code of Federal Regulations Title 40 Part 80 – Regulation of Fuels and Fuel Additives.	
National Fire Protection Association, NFPA 58 LP-Gas Code, 2010 Ed.	
Muestro para la inspección por atributos. Parte 1: información general y aplicaciones	NMX-Z-12/1-1987
Muestreo para la inspección por atributos. Parte 2: métodos de muestreo, tablas y gráficas	NMX-Z-12/2-1987
Muestreo para la inspección por atributo. Parte 3: regla de cálculo para la determinación de planes de muestreo	NMX-Z-12/3-1987

8. Verificación anual

8.1. El productor, importador, almacenista, transportista, distribuidor y el expendedor al público de los petrolíferos a que hace referencia esta Norma, deberá contar con un dictamen anual emitido por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista que compruebe el cumplimiento de la misma, en los términos que se detallan en el Anexo 3. Dicho dictamen deberá presentarse a la Comisión durante los tres meses posteriores al año calendario verificado, para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.

9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales

A la fecha de su expedición, esta Norma no concuerda con otras normas o lineamientos internacionales.

10. Vigilancia de esta Norma

10.1. La vigilancia de la presente Norma Oficial Mexicana estará a cargo de la Comisión Reguladora de Energía.

10.2. La evaluación de la conformidad será realizada a petición de parte interesada, por unidades de verificación acreditadas por la Entidad de Acreditación y aprobadas por la Comisión, o por Terceros Especialistas autorizados por la Comisión; lo anterior, sin menoscabo de su realización directa por la Comisión en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, su Reglamento y demás disposiciones legales, reglamentarias y administrativas aplicables, con base en los criterios establecidos en el Anexo 3.

10.3. Lo establecido en el numeral 10.2, es sin perjuicio de la competencia de la Procuraduría Federal del Consumidor en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor y demás disposiciones legales, reglamentarias y administrativas aplicables respecto de la protección de los derechos del consumidor.

10.4. El incumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana será sancionado conforme a lo previsto en la Ley de Hidrocarburos, así como en el Capítulo II Título Sexto de la LFMN, según corresponda al tipo de infracción de que se trate.

Transitorios

PRIMERO.- La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor a los sesenta días naturales siguientes de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- En tanto existen laboratorios acreditados y aprobados para efectuar alguna prueba conforme a las especificaciones establecidas en esta Norma Oficial Mexicana, se aceptarán informes de resultados de laboratorios acreditados para otras normas en el área de calidad de petrolíferos o, en su defecto, de laboratorios no acreditados siempre que cuenten con la infraestructura necesaria.

En relación a la importación de petrolíferos, se aceptarán los certificados de calidad de origen, informes de resultados o documentos de naturaleza jurídica y técnica análoga de los laboratorios de prueba y/o ensayo del país de procedencia del petrolífero de que se trate si se encuentra registrado o se registra ante la Secretaría de Economía por virtud de acuerdos de reconocimiento mutuo entre autoridades competentes de nuestro país y la contraparte del país de origen, y, en su caso, los acuerdos de reconocimiento mutuo entre entidades de acreditación u otra figura análoga conforme a tratados suscritos por nuestro país.

TERCERO.- En el caso del transporte por ductos del Sistema Nacional de GLP, el muestreo y análisis en los puntos de entrega de dicho sistema comenzará a realizarse a los doce meses de la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana.

CUARTO.- La presente Norma Oficial Mexicana cancela y deja sin efectos la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.

Ciudad de México, a 21 de abril de 2016.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Noé Navarrete González, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez.-** Rúbricas.

Anexo 1**Diésel automotriz con un contenido máximo de azufre total de 15 mg/kg**

1. Para efecto de complementar la obligación adicional (2) de la Tabla 7 relativa a las especificaciones de calidad del diésel automotriz, se menciona lo siguiente:

1.1. El valor máximo de azufre en el diésel automotriz será de 15 mg/kg para las ZMVM, ZMG, ZMM y ZFN, así como para el importado mediante ducto, buque tanque, autotanque u otro medio de transporte terrestre y aquel destinado para los 11 corredores de distribución enlistados en el numeral 1.3 del presente Anexo, y para el resto del país será de 500 mg/kg máximo.

1.2. La zona de influencia de los corredores está determinada, entre otros aspectos, por la infraestructura que actualmente tiene PEMEX asociada a la producción e importación de DUBA y a la capacidad de distribución integrada por ductos y terminales de almacenamiento y reparto, que benefician aproximadamente a 10,000 kilómetros de carreteras, así como a los municipios adyacentes a dichas vías de comunicación, como se indica a continuación:

Corredor 1. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Mexicali por el Pacífico

I. Guanajuato: Silao;

II. Nayarit: Rosamorada;

III. Sinaloa: La Angostura, Badiraguato, Elota, Guasave, Mocorito, Salvador Alvarado, Sinaloa;

IV. Sonora: Huatabampo, Navojoa, Álamos, Altar, Carbó, Benjamín Hill, Pitiquillo, Santa Ana.

Corredor 2. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Nuevo Laredo

I. Guanajuato: San Luis de la Paz;

II. San Luis Potosí: Catorce, Cedral, Charcas, Matehuala, Vanegas, Villa de Guadalupe, Villa de la Paz;

III. Nuevo León: Mier y Noriega y Doctor Arroyo.

Corredor 3. Carreteras que conducen desde ciudad de San Luis Potosí a Durango

I. Zacatecas: General Murguía, Juan Aldama, Miguel Auza, Río Grande y Mazapil.

Corredor 4. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Tampico

I. Veracruz: Coyutla, Espinal, Papantla y Tihuatlán.

II. Tamaulipas: Altamira, González y Tampico.

Corredor 5. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Mérida

I. Veracruz: Acayucan, Actopan, Altotonga, Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, Alvarado, Amatlán de los Reyes, Ángel R. Cabada, Boca del Río, Chinameca, Cosoleacaque, Cotaxtla, Fortín, Hueyapan de Ocampo, Ignacio de la Llave, Ixtaczoquitlán, Jalacingo, Jamapa, Juan Rodríguez Clara, La Antigua, Las Vigas, Lerdo de Tejada, Manlio Fabio Altamirano, Mecayapan, Medellín, Minatitlán, Orizaba, Paso de Ovejas, Perote, Puente Nacional, Rafael Delgado, San Juan Evangelista, Santiago Tuxtla, Soconusco, Soledad de Doblado, Texistepec, Tlacotalpan, Tlalixcoyan, Úrsulo Galván, Vega de Alatorre, Veracruz y Zaragoza.

II. Tabasco: Lázaro Cárdenas;

III. Campeche: Calkiní, Campeche, Candelaria, Champotón, Escárcega, Hopelchén y Tenabo.

IV. Todos los municipios de Yucatán y Quintana Roo.

Corredor 6. Carreteras que conducen desde Minatitlán a Oaxaca;

I. Oaxaca: Asunción Ixtaltepec, Candelaria Loxicha, Ciudad Ixtepec, Cuilapan de Guerrero, El Espinal, Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza, Matías Romero de Avendaño, Salina Cruz, San Jacinto Amilpas, San Lorenzo Cacaotepec, San Pedro Mixtepec, San Pedro Tapanatepec, San Pedro Totolapan, Santa María Colotepec, Santa María Huatulco, Santa María Jalapa del Marqués, Santa María Petapa, Santa María Tonameca, Santa Lucía del Camino, Santiago Astata, Santiago Niltepec, Santo Domingo Tehuantepec, Santo Domingo Zanatepec, Santos Reyes Nopala, Unión Hidalgo y Villa de Tututepec de Melchor Ocampo.

Corredor 7. Carreteras que conducen hacia Guatemala:

I. Chiapas: Arriaga, Berriozábal, Mapastepec, Pijijiapan, Tonalá, Ocozocuautla.

Corredor 8. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Lázaro Cárdenas, Michoacán

I. Michoacán: Tarímbaro, Charo, Lagunillas, Arteaga y Tumbiscatío

Corredor 9. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Acapulco;

I. Guerrero: Cuajinicuilapa, Chilpancingo y Leonardo Bravo.

Corredor 10. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Matamoros;

I. Puebla: Acateno, Atempan, Chignautla, Cuyoaco, Guadalupe Victoria, Huehuetla, Hueytamalco, La Fragua, Libres, Oriental, Quimixtlán, San Salvador El Seco, Tepeyahualco, Teteles de Ávila Castillos, Teziutlán, Tlatlauquitepec, Xiutetelco y Zacapoaxtla.

II. Tlaxcala: El Carmen.

III. Tamaulipas: Abasolo, Burgos, Cruillas, Güémez, Hidalgo, Jiménez, Llera, Padilla, San Fernando, Soto la Marina, Tula y Victoria.

Corredor 11. Carreteras que conducen desde la Ciudad de México a Monterrey

I. Durango: Cuencamé, El Oro, General Simón Bolívar, Gómez Palacio, Guadalupe Victoria, Hidalgo, Lerdo, Mapimí, Nazas, Pánuco de Coronado, Peñón Blanco, Rodeo, San Juan de Guadalupe, San Luis del Cordero, Santa Clara, Tlahualilo y Ocampo.

II. Coahuila: Francisco I. Madero, Matamoros, San Pedro, Sierra Mojada, Torreón y Viesca.

III. Chihuahua: Aldama, Allende, Aquiles Serdán, Bachiniva, Balleza, Bocoyna, Camargo, Carichi, Coyame del Sotol, Cuauhtémoc, Cusiuhiriachi, Chihuahua, Chinipas, Delicias, Dr. Belisario Domínguez, El Tule, Gómez Farías, Gran Morelos, Guachochi, Guadalupe y Calvo, Guazapares, Guerrero, Hidalgo del Parral, Jiménez, Julimes, La Cruz, López, Madera, Matachi, Matamoros, Meoqui, Namiquipa, Nonoava, Ocampo, Ojinaga, Riva Palacio, Rosales, San Francisco de Borja, San Francisco de Conchos, Santa Bárbara, Santa Isabel, Satevo, Saucillo, Temósachic, Urique y Valle de Zaragoza.

1.3. A partir del 1 de julio de 2018, el contenido máximo de azufre en el diésel automotriz será de 15 mg/kg en todo el territorio nacional.

Anexo 2**Combustible con un contenido máximo de azufre total de 2 % en masa.**

1. Para efecto de complementar la obligación adicional (2) de la Tabla 9, relativa a especificaciones de calidad de los combustibles líquidos industriales, se dispondrá de combustible con un contenido máximo de azufre de 2 % en masa, en las ZMG, ZMM, así como en los corredores industriales y centros de población enunciados a continuación:

- I. **Coatzacoalcos-Minatitlán:** El área integrada por los municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital, en el Estado de Veracruz.
 - II. **Irapuato-Celaya-Salamanca:** El área integrada por los municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán, en el Estado de Guanajuato.
 - III. **Tampico-Madero-Altamira:** El área integrada por los municipios de Tampico, Altamira y Ciudad Madero, en el Estado de Tamaulipas.
 - IV. **Tula-Vito-Apasco:** El área integrada por los municipios de Tula de Allende, Tepeji de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxcoapan y Apaxco, en los estados de Hidalgo y de México.
 - V. El municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua.
 - VI. El área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California.
- 2.** No se permite el uso de combustóleo como combustible en la ZMVM.

Anexo 3**Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos**

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Definiciones
4. Disposiciones generales
5. Procedimiento
6. De la información que debe presentar el visitado
7. Del atestiguamiento de pruebas
8. Dictamen
9. Consideraciones adicionales

1. Objetivo

El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad, en adelante PEC, establece, dentro del marco de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, en adelante LFMN y su Reglamento, la metodología para que, mediante la verificación, se evalúe la conformidad de las Especificaciones de calidad de los petrolíferos contra la presente Norma Oficial Mexicana (en lo sucesivo esta Norma).

2. Campo de aplicación

Este PEC debe aplicarse para evaluar la conformidad de las especificaciones de calidad de los petrolíferos con la presente Norma.

Sin menoscabo de la facultad que tienen la(s) Unidad(es) de Verificación (UV) a petición de parte interesada, o el (los) Tercero(s) Especialista(s) (TE) que actúen en auxilio de la Comisión para evaluar la conformidad de la presente Norma, la Comisión, de forma fundada y motivada, podrá en cualquier tiempo evaluar la conformidad, para cuyo efecto podrá hacer uso del presente PEC.

3. Definiciones

Para efectos del presente PEC se establecen, además de las definiciones incorporadas en el capítulo 3 de esta Norma, las definiciones siguientes:

3.1 Acta de evaluación de la conformidad: El documento expedido por la Comisión, la UV o el TE en cada una de las visitas realizadas, en el cual se hace constar por lo menos: nombre, denominación o razón social del visitado; 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 visitado, 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; circunstanciación de los hechos evidenciados durante el desarrollo de la visita, nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia;

3.2 Comisión: La Comisión Reguladora de Energía;

3.3 Dictamen: El documento emitido por la UV o el TE, en el cual se resume el resultado de la verificación que realiza al visitado, para evaluar la conformidad con esta Norma y que demuestra su cumplimiento;

3.4 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con esta Norma;

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 LFMN: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

3.7 Registro: El documento que provee evidencia objetiva de las actividades ejecutadas y de los resultados obtenidos;

3.8 Tercero Especialista (TE): La persona moral autorizada por la Comisión para auxiliarle en las labores de evaluación de la conformidad de la presente Norma.

3.9 Unidad de verificación (UV): La persona moral acreditada y aprobada conforme la LFMN y su Reglamento para la verificación del cumplimiento con esta Norma;

3.10 Verificación: La constatación ocular y comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad de los petrolíferos con esta Norma en un momento determinado.

4. Disposiciones generales

4.1. Las disposiciones de carácter obligatorio indicadas en este PEC se caracterizan por el uso de la palabra “debe” o “deberá”.

4.2. La evaluación de la conformidad deberá realizarse por la UV o el TE a petición de parte.

Para evitar conflicto de intereses, la UV o el TE que seleccione al solicitante de la verificación no debe tener, durante el proceso de verificación, parentesco, ni previamente a la contratación haber tenido relación comercial alguna, con excepción al contrato que dé lugar a la verificación, ni ser empleado del propietario o solicitante de la verificación.

4.3. Los dictámenes de verificación emitidos por la UV o del TE serán reconocidos en los términos establecidos en la LFMN.

4.4. La Comisión publicará en su página Web, <http://www.cre.gob.mx>, un directorio con los datos generales de las UV acreditadas y aprobadas o de los TE autorizados para la evaluación de la conformidad de la presente Norma.

4.5. La violación a cualquiera de las disposiciones establecidas en este PEC por las partes involucradas en el proceso de verificación, así como a lo establecido en las disposiciones legales, reglamentarias y normativas en materia de evaluación de la conformidad, conllevará la imposición de sanciones establecidas en las leyes aplicables previo debido procedimiento.

4.6. Los gastos que se originen por los trabajos de verificación o por actos de evaluación de la conformidad, deben ser a cargo del solicitante de la verificación, conforme a lo establecido en el artículo 91 de la LFMN.

5. Procedimiento

5.1 Para llevar a cabo la evaluación de la conformidad, las UV o los TE podrán auxiliarse de laboratorios de prueba acreditados por la Entidad de acreditación y aprobados por la Comisión.

5.2 La evaluación de la conformidad se realizará mediante la constatación ocular, análisis de información documental, atestiguamiento de toma de muestras y testificación de pruebas, en su caso, y, en general, los actos que conforme a la LFMN permitan a la UV o TE evaluar la conformidad contra esta Norma, mismos que deberán tener relación directa con la determinación de las especificaciones de calidad del petrolífero.

La información deberá contener la evidencia del cumplimiento de las especificaciones de calidad de los petrolíferos indicados en las Tablas 1 a la 13 del numeral 4 de esta Norma, según corresponda, con las obligaciones establecidas en el numeral 5, la cual deberá incluir, de manera enunciativa y no limitativa, cuando menos: i) métodos de muestreo, ii) determinación de las especificaciones de calidad, y iii) frecuencia, registro e informe de los resultados, certificados de calidad de origen o documento de naturaleza técnica y jurídica análoga, según el país de procedencia, obtenidos de las especificaciones de calidad.

5.2.1 La UV o el TE debe verificar que los rubros siguientes se hayan llevado a cabo y estén documentados por el visitado:

- a.** Los patrones utilizados en los instrumentos para la determinación de las especificaciones de calidad de los petrolíferos deben ser trazables a patrones nacionales, internacionales o extranjeros.
- b.** La calibración de los instrumentos utilizados en las instalaciones del visitado para la determinación de las especificaciones de calidad de los petrolíferos haya sido realizada con la periodicidad recomendada en las Normas aplicables y, en su caso, siguiendo los procedimientos establecidos por el fabricante.
- c.** Los registros e información asociados a la toma de muestras, aseguramiento, custodia, traslado al laboratorio respectivo, así como la medición de las especificaciones de calidad de los petrolíferos.
- d.** Los informes de resultados, certificados de calidad de origen o documento de naturaleza técnica y jurídica análoga, según el país de procedencia, que describen las especificaciones de calidad de los petrolíferos de que se trate, hayan sido emitidos por laboratorios de prueba acreditados y aprobados por la Comisión en términos de la LFMN, o que el laboratorio que realizó las pruebas lo haya hecho bajo alguno de los supuestos permitidos en la LFMN, Reglamento y en la NOM, entre otros, por virtud de algún acuerdo de reconocimiento mutuo o acuerdo de equivalencias.

En todo caso, se deberá verificar el alcance de la acreditación y que el laboratorio y el personal que realizó o realiza las pruebas esté acreditado y aprobado. Para este efecto, la UV o TE deberá señalar la anterior circunstancia en las actas de verificación que registre y describir la evidencia objetiva e indubitable que demuestre lo anterior. En su defecto, hará una descripción de la evidencia encontrada, las circunstancias y los hechos acontecidos en la verificación.

5.2.2 En sistemas integrados, el visitado podrá presentar información relacionada con los protocolos de medición conjunta que demuestren que los petrolíferos, en los sistemas permissionados de que se trate, se encuentran dentro de las especificaciones de calidad, con lo cual se tendrá por cumplida la obligación de medición correspondiente, establecida en las disposiciones jurídicas aplicables por parte de los titulares de los permisos de dichos sistemas.

5.2.3 En el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, la transferencia del producto se llevará a cabo sin perjuicio de que las partes involucradas puedan pactar, en su caso, realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4.

Lo anterior, siempre y cuando el visitado entregue información documental objetiva y fidedigna que, previa evaluación de la UV o el TE, demuestre, que derivado del cambio de propiedad o transferencia de custodia en los sistemas en los cuales se ha almacenado, transportado o distribuido los petrolíferos, conservaron su calidad, no tuvieron alteración y cumplen con los parámetros establecidos en el numeral 5 de la presente Norma, según la actividad permissionada de que se trate.

5.3 El productor, importador, almacenista, transportista, distribuidor y el expendedor al público deberán obtener cada año calendario un dictamen elaborado por una UV o un TE que compruebe el cumplimiento de las especificaciones de calidad de los petrolíferos que enajenen o transfieran la custodia según la modalidad de actividad en la que intervienen en la cadena de producción y suministro.

5.4 El dictamen deberá elaborarse considerando la información señalada en el numeral 5.2 de este PEC.

5.5 Para la correcta aplicación de este PEC por parte de la UV o el TE, es necesario consultar y aplicar la norma mexicana NMX-Z-12/2-1987 Muestreo para la inspección por atributos. Parte 2: Métodos de muestreo, tablas y gráficas.

5.6 Recibida la solicitud de verificación, la UV o el TE, de común acuerdo con el visitado, deberán establecer los términos y las condiciones de los trabajos de verificación, y registrar para tal efecto:

1. Fecha de recepción de la solicitud de la verificación.
2. Fecha de firma del contrato de prestación de servicios celebrado entre la UV o el TE y el solicitante de la verificación.
3. Nombre o razón social del solicitante de la verificación.
4. Nombre comercial, en su caso.
5. Para personas morales, el Registro Federal de Contribuyentes (RFC).
6. Para personas físicas, la Clave Única del Registro de Población (CURP), el número de folio de la credencial para votar del Instituto Nacional Electoral (INE), la matrícula de la cartilla militar o el número de pasaporte. En caso de ser extranjero, el folio de la Forma Migratoria.
7. Domicilio de las instalaciones a verificar, que incluya:
 - i) Calle, ii) número exterior, iii) número interior, en su caso, iv) colonia o Población, v) municipio o delegación, vi) Código Postal, vii) ciudad, viii) Entidad Federativa, ix) número de teléfono fijo o celular, x) número de fax y xi) dirección de correo electrónico.
8. Datos de la persona que firma el contrato de prestación de servicios con la UV o con el TE:
 - i) Nombre y apellidos, ii) Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos: iii) Clave Única del Registro de Población (CURP), iv) Número de folio de la credencial para votar del Instituto Nacional Electoral (INE), v) Matrícula de la cartilla militar, vi) Número de pasaporte. Los extranjeros deberán registrar i) nombre y apellidos y folio de la Forma Migratoria, ii) número de teléfono fijo o celular, iii) número de fax y iv) dirección de correo electrónico.
9. Características de la instalación donde se realizará la verificación:
 - a) Producción.
 - b) Importación.
 - c) Transporte.
 - d) Almacenamiento.
 - e) Distribución.
 - f) Expendio al público.
10. Nombre del o de los petrolíferos.

5.7 En cada visita, la UV o el TE deberá realizar la verificación tomando como base las listas de verificación y elaborar un acta de evaluación de la conformidad, en presencia de la persona que atienda la visita.

5.8 Quien haya atendido la visita de verificación podrá, durante el levantamiento del acta de evaluación de la conformidad, hacer observaciones y ofrecer pruebas a la UV o al TE en relación con los hechos contenidos en la misma, o podrá hacer uso de este derecho, por escrito, dentro del término de cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya cerrado el acta.

5.9 La UV o el TE deberá generar una lista de verificación que indique: el elemento verificado, la disposición verificada, los criterios de aceptación/rechazo y su resultado.

6. De la información que debe presentar el visitado

6.1 El visitado deberá entregar a la UV o al TE la información relacionada con el cumplimiento del numeral 5.2 del presente PEC.

6.2 La información, registros y controles relacionados con el numeral 5.2 del presente PEC deberán estar basados en procedimientos que cumplan las Normas aplicables.

6.3 Una vez que la UV o que el TE reciba la información del solicitante de la verificación, debe proceder a su revisión, con el objeto de confirmar que la misma es suficiente en términos de este PEC; en su defecto, hará el requerimiento al solicitante de la verificación.

Sólo se dará continuidad a los actos inherentes a la verificación si el visitado entrega información suficiente en términos del numeral 5.5 del presente PEC, que permita dar cumplimiento a este numeral.

Lo anterior, deberá circunstanciarse y señalarse en las actas que al efecto levante la UV o el TE.

7. Del atestiguamiento de pruebas

7.1 La UV o el TE podrá atestiguar la toma de muestras que, en su caso, se realicen durante la visita de verificación; para tal efecto, se coordinará con el visitado y el laboratorio de pruebas, respecto de la fecha en que la misma se efectuará.

7.2 La UV o el TE verificará que el laboratorio de pruebas esté acreditado y aprobado en los términos de la LFMN o, en su defecto, y en ausencia de los mismos, que cumple con lo establecido en dicha Ley y su Reglamento respecto de laboratorios que no estando acreditados y aprobados cuentan con la infraestructura necesaria.

El uso de laboratorios no acreditados y aprobados, estará condicionado a que en el lugar de residencia del visitado no existan laboratorios acreditados y aprobados.

8. Dictamen

8.1 La UV o el TE, con base en la información recabada, examen de documentos, constatación ocular, comprobación, entrevistas realizadas, atestiguamientos de pruebas, en su caso, o circunstancias observadas, y a través de la revisión y análisis de todos éstos, deberá elaborar el dictamen o, en su defecto, se asentará dicha circunstancia en el acta de evaluación de la conformidad correspondiente cuando no se surta el cumplimiento de esta Norma.

8.2 El dictamen emitido por la UV o por el TE contendrá como mínimo la siguiente información: nombre o razón social del interesado; representante legal, en su caso; nombre del petrolífero verificado, en su caso; lugar y fecha donde se realizó la visita; registros analizados y pruebas testificadas, en su caso.

8.3 La UV o el TE hará del conocimiento y entregará al solicitante de la evaluación de la conformidad el dictamen a que se refiere el numeral 8.1 de la Norma. Dicho dictamen deberá estar firmado por el verificador que haya llevado a cabo la verificación y el representante de la UV o del TE, y entregado por el Visitado a la Comisión en los plazos establecidos o cuando ésta lo requiera.

9. Consideraciones adicionales

9.1. La UV o el TE deberá informar cada semestre calendario a la Comisión sobre los dictámenes de verificación expedidos o, en su caso, entregar el aviso de no expedición de dictámenes, dentro del plazo de diez días naturales siguientes al vencimiento de cada trimestre calendario.

9.2. La UV o el TE debe conservar durante cinco años, para aclaraciones o para efectos de inspección de la Comisión, los expedientes relacionados con las visitas de verificación realizadas.

9.3 El Dictamen de Verificación será expedido por la UV o por el TE sólo si ha constatado que los petrolíferos, según se trate, cumplen con las especificaciones de calidad establecidas en esta Norma. Dicho dictamen debe estar soportado por las actas de evaluación de la conformidad, debidamente registradas y firmadas, así como por el expediente respectivo.

9.4 El Dictamen de Verificación debe estar a disposición de la Comisión y de cualquier otra dependencia o entidad pública que lo solicite, conforme a sus atribuciones.

OBSERVACIONES DE LA PERSONA QUE ATENDIÓ LA VISITA DE VERIFICACIÓN:

Acciones realizadas y documentación ofrecida con respecto a lo asentado en el desarrollo de la visita de verificación.

FIRMAS DE LOS QUE INTERVINIERON EN LA VERIFICACIÓN

Unidad de verificación: _____ Tercero Especialista: _____ No. de registro: _____	Firma: _____
Datos de la persona que atendió la visita Nombre: _____ Identificación: _____ Número o folio de la identificación: _____ Expedida por: _____ Dirección: _____	Firma: _____
Datos del testigo Nombre: _____ Identificación: _____ Número o folio de la identificación: _____ Expedida por: _____ Dirección: _____	Firma: _____
Datos del testigo Nombre: _____ Identificación: _____ Número o folio de la identificación: _____ Expedida por: _____ Dirección: _____	Firma: _____

Anexo 4**Pruebas de control**

1. Cuando los petrolíferos provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, las pruebas de control son las descritas en las Tablas A.1 a A.7 siguientes. Se podrán realizar pruebas equivalentes en tanto estén incluidas en esta Norma y que comprueben que los petrolíferos conservaron su calidad, no tuvieron alteración y cumplen con las especificaciones establecidas en la presente Norma.

2. En caso de que alguna de las pruebas no resulte aprobatoria, se deberán realizar todas las pruebas correspondientes contenidas en las Tablas 1 a la 13 de esta Norma, según el petrolífero de que se trate.

Tabla A.1 Pruebas de control aplicables a gasolinas regulares y Premium.

Propiedad	Presión de Vapor	RON	MON	(RON+MON)/2	Aromáticos	Olefinas	Benceno	Azufre	Gravedad Específica 20/4 °C	Temperaturas de destilación
Concepto / Actor ⁽¹⁾										
Importador	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Transportista		X	X	X				X	X	X
Almacenista		X	X	X				X	X	X
Distribuidor		X	X	X				X	X	X
Expendio al público		X	X	X				X	X	X

(1) Para el productor aplican las pruebas establecidas en las Tablas 1 a 6 de la Norma.

Tabla A.2 Pruebas de control aplicables al diésel automotriz, industrial, agrícola y marino, así como al gasóleo doméstico.

Propiedad	Temperatura de destilación a 90 °C	Temperatura de inflamación	Número y/o Índice de cetano ⁽²⁾	Azufre
Concepto / Actor ⁽¹⁾				
Importador	X	X	X	X
Transportista	X	X	X	X
Almacenista	X	X	X	X
Distribuidor	X	X	X	X
Estación de Servicio	X	X	X	X

(1) Para el productor aplican las pruebas establecidas en las Tablas 7 y 9 de la Norma.

(2) Esta prueba de control no aplicará para diésel industrial y gasóleo doméstico

Tabla A.3 Pruebas de control aplicables a Turbosina

Propiedad	Gravedad Específica a 20/4 °C	Gravedad °API	Apariencia	Temperatura de Destilación	Temperatura de inflamación	Temperatura de congelación	Partículas contaminantes	Calificación por microseparómetro
Concepto / Actor ⁽¹⁾								
Almacenista	X	X	X	X	X	X	X	X
Transportista	X	X	X				X	
Almacenista (aeropuerto ²)	X	X	X				X	
Distribuidor	X	X	X				X	

(1) Para el productor e importador aplican las especificaciones de calidad establecidas en la Tabla 8 de la Norma

(2) Para el almacenista en el Aeropuerto, sólo le aplican pruebas de control al mismo nivel que para transportista y distribuidor

Tabla A.4 Pruebas de control aplicables a Combustóleo y Combustóleo intermedio

Propiedad	Temperatura de inflamación	Viscosidad cinemática	Azufre
Concepto / Actor ⁽¹⁾			
Transportista	X	X	X
Distribuidor	X	X	X
Almacenista	X	X	X

- (1) Para el productor e importador aplican las especificaciones de calidad establecidas en la Tabla 9 y 11 de la Norma

Tabla A.5 Pruebas de control aplicables a Gasavión (Avgas)

Propiedad	Densidad a 20 °C	Gravedad °API	Apariencia	Temperatura de Destilación	Estabilidad a la oxidación	Gomas potenciales	Precipitado de Plomo	Presión de Vapor Reid	Azufre Total	Corrosión al Cu	Goma acelerada	Tetraetilo de Plomo	Número de Octano MON	Número de Octano RON	Poder Calorífico Neto	Reacción al agua	Conductividad Eléctrica	Inhibidor de oxidación	Color
Concepto / Actor																			
Importador	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Distribuidor	X	X	X	X				X	X	X						X			X
Almacenista	X	X	X																X
Expendio al público	X	X	X																X

Tabla A.6 Pruebas de control aplicables a Gasolina de llenado inicial

Propiedad	Presión de Vapor	Periodo de inducción	RON	MON	(RON+MON)/2	Aromáticos	Olefinas	Benceno	Azufre	Gravedad Específica 20/4 °C	Temperaturas de destilación
Concepto / Actor ⁽¹⁾											
Importador	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Transportista			X	X	X				X	X	X
Almacenista			X	X	X				X	X	X
Distribuidor			X	X	X				X	X	X

- (1) Para el productor aplican las especificaciones de calidad establecidas en la Tabla 12 de la Norma

Tabla A.7 Pruebas de control aplicables al Gas licuado de petróleo

Propiedad	Presión de vapor en exceso a la atmosférica a 37.8 °C	Densidad relativa a 15.56 °C	Agua libre
Concepto / Actor ⁽¹⁾			
Transportista	X	X	X
Almacenista	X	X	X
Distribuidor		X	
Expendio al público		X	

- (1) Para el productor e importador aplican las especificaciones de calidad establecidas en la Tabla 13 de la Norma