

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana 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/035/2016

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-016-CRE-2016, ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LOS PETROLÍFEROS

RESULTANDO

PRIMERO. Que el 21 de abril de 2016, mediante Acuerdo A/018/2016, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) ordenó la publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF) del Proyecto de norma oficial mexicana PROY-NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, a efecto de que los interesados presentaran sus comentarios al Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos (el Comité).

SEGUNDO. Que, con fecha del 9 de agosto de 2016, el Comité aprobó la norma oficial mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos acordando su envío a la Comisión para su publicación en el DOF.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que la Comisión cuenta con atribuciones, entre otras, para expedir normas oficiales mexicanas, y además tiene por objeto, entre otros, 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, de conformidad con lo dispuesto por los artículos 22, fracción II y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

SEGUNDO. Que los artículos 78 y 79 de la Ley Hidrocarburos establecen que las especificaciones de calidad de los petrolíferos serán establecidas en las normas oficiales mexicanas que al efecto expida la Comisión y que las especificaciones de calidad 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 la Comisión y la Secretaría de Economía, en el ámbito de su competencia.

TERCERO. Que, la mejora continua es una característica deseable en toda regulación, por lo que se estima que sería muy positivo el que dentro de los treinta días naturales contados a partir del inicio de la vigencia de la norma oficial mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de Calidad de los Petrolíferos, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos instalará un grupo técnico de trabajo al cual se invitará a los sectores gubernamental, social, privado y de investigación especializada para analizar la transición óptima de dicha Norma hacia estándares más avanzados en materia ambiental donde se considerarán todos los elementos adicionales que arrojen estudios específicos a las condiciones del país, considerando tanto los costos como beneficios sociales, económicos, de salud pública y medio ambiente de estándares más avanzados.

CUARTO. Que el artículo 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo establece que los actos administrativos de carácter general que expidan las dependencias de la Administración Pública Federal, tales como la Norma Oficial Mexicana objeto del presente Acuerdo aprobada por el Comité, deberán publicarse en el DOF para que produzcan efectos jurídicos.

QUINTO. Que una vez agotado el procedimiento establecido en el artículo 47 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la Comisión considera procedente publicar la norma oficial mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos en el DOF.

Por lo anteriormente expuesto y con fundamento en los artículos 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, VIII, X, XVI, XXIV, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 48, fracción II, 78, 79, 95 y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, fracción XI, 38, fracción II, 40 fracciones I y XIII, 47, fracción IV, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, 3, 4, 69-A y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, 3, 6 fracción I, 10, 11, 13, 16, primer párrafo y fracción I, 17, fracción I y 59, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión Reguladora de Energía:

ACUERDA

PRIMERO. Se expide la norma oficial mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos y se ordena su publicación en el Diario Oficial de la Federación. Dicha norma se anexa a este Acuerdo como si a la letra se insertare.

SEGUNDO. Inscríbase el presente Acuerdo con el número A/035/2016, 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.

Ciudad de México, a 12 de agosto de 2016.- El Presidente, **Guillermo Ignacio García Alcocer**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Noé Navarrete González, Luis Guillermo Pineda Bernal, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

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, 41, fracción I y 42, 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, fracción I y XIII, 41, 44, 45, 46, 47, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, 4, 16, 57, fracción I, 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, 36 y 53 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y

RESULTANDO

Primero. Que la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (la LORCME) establece, en su artículo 41, fracción I, que la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) tiene la atribución de regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de petrolíferos.

Segundo. Que, de igual forma, el artículo 42 de la LORCME establece que la Comisión fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

CONSIDERANDO

Primero. Que, de acuerdo con lo dispuesto por los artículos 2, 3 y 22, fracción II de la LORCME, la Comisión es una Dependencia del Poder Ejecutivo Federal con autonomía técnica, operativa y de gestión, y con personalidad jurídica, y cuenta con atribuciones para expedir, supervisar y vigilar las normas oficiales mexicanas aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia.

Segundo. 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 la Comisión y que las especificaciones de calidad 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 la Comisión y la Secretaría de Economía, en el ámbito de su competencia.

Tercero. Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 38, fracciones II y V de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), corresponde a las dependencias según su ámbito de competencia, expedir normas oficiales mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones y verificar que los procesos, instalaciones o actividades cumplan con dichas normas.

Cuarto. Que, de acuerdo con el artículo 40, fracciones I y XIII, de la LFMN, las normas oficiales mexicanas tendrán como finalidad, entre otras, establecer las características y/o especificaciones que deben reunir los equipos, materiales, dispositivos e instalaciones industriales, comerciales, de servicios y domésticas para fines sanitarios, acuícolas, agrícolas, pecuarios, ecológicos, de comunicaciones, de seguridad o de calidad y particularmente cuando sean peligrosos.

Quinto. Que todos los petrolíferos que se comercializan en México deben cumplir especificaciones de calidad, de tal forma que no representen un riesgo a la salud de las personas, a sus bienes y al medio ambiente, y sean compatibles con las establecidas por aquellos países con los que México guarda relación comercial.

Sexto. Que, con el fin de promover el desarrollo eficiente de las actividades de producción, transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de petrolíferos y salvaguardar la prestación de dichos servicios, fomentar una sana competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en las actividades permitidas, es necesario contar con una regulación técnica de observancia obligatoria que establezca las especificaciones de calidad de dichos petrolíferos, para lo cual la Comisión ha diseñado un marco normativo que cumple con dicho objeto.

Séptimo. Que el objeto de la presente Norma Oficial Mexicana es establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, incluyendo la importación, con el objeto de promover el desarrollo eficiente de las actividades a que hace referencia el Considerando anterior.

Octavo. Que los costos de verificar el cumplimiento de las especificaciones de calidad, contenidas en la presente regulación, resultan inferiores en comparación a los costos y perjuicios que se pueden ocasionar por petrolíferos fuera de especificaciones de calidad con repercusiones graves a la población, a los bienes, la industria, la prestación de servicios y al ambiente, se expide la:

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 calidad 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

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

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

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

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, incluyendo su importación.

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, incluyendo su importación.

3. Definiciones

Además de las definiciones previstas en el marco jurídico aplicable, para efectos de la 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 1 de enero al 31 de diciembre.

3.3. Centros de producción: 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 pesados, resultante de varios procesos en la refinación 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: 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, 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, 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 derivada de una actividad humana o fenómeno natural que al ocurrir afecta la calidad del o los petrolíferos y que requiere ser declarada como tal por parte de la Comisión, previa entrega de información que la sustente por parte del Permisionario que la invoca.

3.12. Enajenación: 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 para mezcla final. Gasolinas de importación (denominadas genéricamente en EU como *Blendstock for Oxygenated Blend (BOB)*, *Reformulated Blendstock for Oxygenated Blend (RBOB)*, *Conventional Blendstock for Oxygenated Blend (CBOB)* o *California Air Resources Blendstock for Oxygenated Blend (CARBOB)* u otras denominaciones equivalentes de otros países) o que se encuentran en las instalaciones del productor o almacenista en territorio nacional, que requieren de aditivación o mezclado adicional para formular una gasolina que cumpla con las especificaciones de la Norma, previo a su comercialización.

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

3.20. Gasolina de referencia: Gasolina regular que cumple con los parámetros establecidos en la Tabla 5.1 de la Norma, misma que se utiliza para realizar las pruebas de desempeño de los aditivos detergentes dispersantes.

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

3.22. Importador: Permisionario de importación que introduce petrolíferos al país con el objeto de transferirlos a título oneroso o gratuito.

3.23. 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 Norma.

3.24. LFMN: Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

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

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.

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

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 que cuenta con propiedades determinadas.

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 que cuenta con propiedades determinadas.

Para efectos del petrolífero contenido 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.

3.26. 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.

3.27. 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 Norma.

3.28. 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.

3.29. 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;

3.30. Productor: Permisionario que produce petrolíferos en territorio nacional.

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

3.32. Transferencia de custodia: Cambio de responsabilidad en el manejo de petrolíferos entre actividades permitidas.

3.33. Turbosina (Jet A-1): Petrolífero proveniente del destilado intermedio del petróleo cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 8.

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

Estado de Baja California: Ensenada, Mexicali, Playas de Rosarito, Tecate y Tijuana.

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.

Estado de Chihuahua: Ahumada, Ascensión, Buenaventura, Casas Grandes, Galeana, Guadalupe, Ignacio Zaragoza, Janos, Juárez, Nuevo Casas Grandes y Práxedes Guerrero.

Estado de Coahuila: Acuña, Allende, Guerrero, Hidalgo, Jiménez, Juárez, Morelos, Múzquiz, Nava, Piedras Negras, Sabinas, San Juan de Sabinas, Villa Unión y Zaragoza.

Estado de Nuevo León: Anáhuac, Dr. Coss, General Bravo, General Terán, Los Aldamas y Parras.

Estado de Tamaulipas: Camargo, Guerrero, Gustavo Díaz Ordaz, Matamoros, Méndez, Mier, Miguel Alemán, Nuevo Laredo, Reynosa, Río Bravo, San Fernando y Valle Hermoso.

3.35. 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.

3.36. 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.

3.37. 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.

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

En relación a las gasolinas, la que excluye a las ZMVM, ZMM y ZMG;

En el caso del 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 Norma;

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 Norma.

En el caso del GLP, la que excluye a ZMVM y las ciudades de Puebla, Toluca, Querétaro y Monterrey.

4. Especificaciones de calidad los petrolíferos.

4.1. Las especificaciones previstas en las Tablas 1 a la 13 de la 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 efectos de determinar el cumplimiento de los resultados observados o calculados respecto de los valores límites establecidos en las Tablas 1 a 13, en caso de recurrir al redondeo, los valores producidos en la determinación de la calidad deben redondearse a la unidad más próxima de la cifra significativa situada a la extrema derecha del valor límite. En el caso de límites expresados como un número entero, las unidades son siempre cifras significativas, incluyendo el cero final. Los criterios de redondeo no aplican cuando se rebasan los límites máximos o se está por debajo de los límites mínimos permisibles de la Norma.

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.

En la importación y producción de Gasolina para mezcla final, se deberá presentar un informe de resultados que contenga las pruebas que se indican en las Tablas 1 a 6, con excepción de aquellas que correspondan realizarse una vez que se hayan agregado los aditivos o componentes necesarios para su composición final en las instalaciones

de almacenamiento o distribución en el punto más cercano previo al expendio al público. Una vez obtenida la composición final de la gasolina, deberán realizarse las pruebas faltantes con objeto de cubrir la totalidad para dar cumplimiento a la Norma. Las pruebas que deberán realizarse una vez agregados los aditivos y componentes a la Gasolina para mezcla final son, entre otras:

- I. Prueba de presión de vapor;
- II. Índice de octano, RON y MON;
- III. Temperaturas de destilación;
- IV. Contenido de oxígeno;
- V. Contenido de etanol, en su caso;
- VI. Contenido de aditivo detergente dispersante;
- VII. Cualquier otra que haya faltado para dar cumplimiento a la Norma

Si bien es una práctica internacional de la industria producir, importar y comercializar Gasolinas para mezcla final, la composición final del producto terminado deberá cumplir con todas las pruebas referidas en la Norma y no se comercializarán productos que después de aditivarse, no cumplan con la misma.

El diésel podrá aditivarse en las instalaciones de almacenamiento o distribución previo al expendio al público en relación a la especificación de lubricidad, conductividad eléctrica u otra que se requiera; las pruebas correspondientes al diésel cuya composición sea final, deberá realizarlas el Permisionario que lleve a cabo la aditivación con objeto de cumplir con la Norma. Lo anterior significa que, en el caso de la importación de dicho petrolífero, el informe de resultados emitido por el laboratorio de origen acreditado podrá no contener la especificación de lubricidad, conductividad eléctrica u otra que se requiera realizar posteriormente, pero las pruebas correspondientes sí deberán realizarse después de la aditivación, previo a su comercialización.

4.2. Las especificaciones que deben cumplir los petrolíferos considerados en la 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)
Temperatura máxima de destilación:					
Al 10% evaporado	°C ⁴⁾	70	70	65	60
Al 50% evaporado	°C	77 a 121	77 a 121	77 a 118	77 a 116
Al 90% evaporado	°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:

Las clases de volatilidad mencionadas en la Tabla 1 corresponden a las de la especificación para combustible de motores de encendido por chispa (ASTM D4814). 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.

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 D4814). 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 D4953, D5191, D5482 o D6378).

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.

Las temperaturas de destilación de las Tablas 1 a 13 de la 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 D86, ASTM D7344 o ASTM D7345). En el numeral 9. Bibliografía de la Norma 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
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 D5188, D2533).	(1)	54	50	47
	(2)	60	56	51

OBSERVACIONES:

(1) Aplica a las gasolinas clase de volatilidad A, B y C (ASTM D4814).

(2) Aplica a las gasolinas clase de volatilidad AA (ASTM D4814).

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	ZMVM 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	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 D1298, D4052)	Informar	Informar
Azufre Mercaptánico	mg/kg	Determinación de azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles destilados para aviones de turbina (Método potenciométrico, ASTM D3227)	20 máximo	20 máximo
Uno de los siguientes requerimientos deben ser cumplidos:				
(1) 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 D130)	Estándar # 1 máximo	Estándar # 1 máximo
(2) Corrosión a la Ag,	Adimensional	Determinación de corrosividad a la plata por gasolinas por el método de placa de plata (ASTM D7667, ASTM D7671)	Estándar # 1 máximo	Estándar # 1 máximo
Goma lavada	kg/m3 (mg/100mL)	Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro (ASTM D381)	0.050 máximo (5 máximo)	0.050 máximo (5 máximo)
Gomas no lavadas	kg/m3 (mg/100mL)	Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro (ASTM D381)	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 D525)	240 mínimo	240 mínimo
Número de octano (RON) ²	Adimensional	Número de octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D2699)	94.0 mínimo	Informar
Número de octano (MON) ²	Adimensional	Número de octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D2700)	Informar	82.0 mínimo
Índice de octano (RON+MON)/2 ²	Adimensional	Número de octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D2699) Número de octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D2700)	91 mínimo	87.0 mínimo
Aditivo detergente dispersante ¹	mg/kg	Evaluación de gasolinas libres de plomo en motores de combustión interna (ASTM D5598, ASTM D5500)	En concentración que cumpla con la especificación de la EPA en el apartado 80.165 del CFR.	

OBLIGACIONES ADICIONALES:

El aditivo deberá agregarse a las gasolinas en territorio nacional durante la carga de los autotanques u otro medio de transporte, en las instalaciones de almacenistas y distribuidores en el punto más cercano al expendio al público, y demostrar en un reporte semestral (como parte de la información que evaluará anualmente la Unidad de Verificación), que se utiliza la cantidad requerida de aditivo mediante el balance de gasolina producida o importada y el consumo de aditivo correspondiente.

El parámetro gomas no lavadas deberá determinarse previo a la adición del aditivo detergente dispersante.

Sólo podrán utilizarse aditivos probados de acuerdo con los métodos ASTM D5598 y ASTM D5500 en laboratorios acreditados y aprobados en términos de la LFMN. 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 Gasolina de referencia para la prueba de Aditivos mediante los métodos ASTM D5598 o D5500

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 D5500 (promedio mg/ válvula)
Regular sin oxigenantes	80	170	11.4	31.1	0	290
Regular con oxigenantes	80	170	11.4	31.1	5.8 etanol o 11 MTBE	290

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

La aplicación de los métodos de prueba ASTM D2699 y ASTM D2700 por medio de los instrumentos citados en estos estándares, son requeridos para determinar la calidad en producción e importación. El uso de los análisis de referencia basados en las metodologías Mid-IR (Mid-Infrared) y Near-IR (Near-Infrared) para la determinación del índice de octano, MON y RON a que se refiere la Norma en su numeral 6.3, son aplicables exclusivamente para efectos de las pruebas de control referidas en la presente sección, para lo cual se acepta una tolerancia máxima de 0.3 números de octano respecto del obtenido previamente mediante los métodos ASTM D2699 y ASTM D2700.

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 D1319)	25.0 máximo	32.0 máximo 25.0 máximo a partir del 1° de enero de 2020	32.0 máximo 25.0 máximo a partir del 1° de enero de 2020	32.0 máximo	Informar
Olefinas	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D1319)	10.0 máximo	11.9 máximo 10.0 máximo a partir del 1° de enero de 2020	11.9 máximo 10.0 máximo a partir del 1° de enero de 2020	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 D3606, D5580, D6277)	1.0 máximo	1.0 máximo	1.0 máximo	2.0 máximo	2.0 máximo
Azufre total	mg/kg	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D5453, D2622, D7039, D7220)	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 D4815) Determinación de MTBE, ETBE, TAME, DIPE, etanol y terbutanol en gasolinas por espectroscopia infrarroja (ASTM D5845)	1.02.7 máximo.	2.7 máximo
-----------------	--------	---	----------------	------------

OBLIGACIONES ADICIONALES:

El cálculo del promedio anual del contenido de azufre se determinará con la siguiente ecuación:

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

Promedio anual del contenido de azufre total, en mg/kg;

Volumen del lote de gasolina *i*, en barriles;

Contenido de azufre total, en mg/kg, de la muestra obtenida del lote *i*;

Número de lotes manipulados durante un periodo de un año calendario;

Gravedad específica a 20 /4 °C del lote de gasolina *i*.

Valor máximo de contenido de azufre permitido por lote específico.

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.

Se prohíbe el uso de etanol en la ZMVM, ZMG y ZMM. Se permite un contenido máximo de 5.8 % en volumen de etanol anhidro como oxigenante en gasolinas Regular y Premium, en el resto del 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 en el punto más cercano previo al expendio al público.

Previo al uso de cualquier otro oxigenante en gasolinas, se deberá atender lo dispuesto en el numeral 4.3 de la Norma.

Cuando se importen Gasolinas para mezcla final o produzcan en territorio nacional gasolinas Premium y/o Regular, y se vayan a aditar con etanol como oxigenante, se deberá estar a lo dispuesto en el numeral 4.1 de la Norma relativo a la Gasolina para mezcla final.

TABLA 7. ESPECIFICACIONES DEL DIÉSEL

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite	
			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 D1298, D4052)	informar	informar
Temperaturas de destilación:		Destilación de productos de petróleo (ASTM D86, D 7344, D7345)		
Temp. inicial de ebullición	°C		informar	
Al 10% recuperado	°C		275.0 máx.	informar
Al 50% recuperado	°C		informar	

Al 90% recuperado	°C		345.0 máx.	345.0 máx.
Temp. final de ebullición	°C		informar	
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens de copa cerrada (ASTM D93, D7094, D3828)	45.0 mínimo	60.0 mínimo
Temperatura de escurrimiento de	°C	Punto de fluidez de productos (ASTM D97)	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 D2500)	Informar ¹⁾	informar
Uno de los siguientes requerimientos deben ser cumplidos:				
(1) Índice de cetano	Adimensional	Cálculo del índice de cetano de combustibles destilados (ASTM D4737, D976)	45 mínimo	45 mínimo
(2) Número de cetano ²⁾	Adimensional	Número de cetano del diésel (ASTM D613)	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 D4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D5453, D2622, D7039, D7220)	15 máximo ³⁾ 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 D130)	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 D524)	0.35 máximo	0.35 máximo
Agua y sedimento	% vol.	Agua y sedimento en combustibles de destilación media por centrifugado (ASTM D2709)	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 D445)	1.9 a 4.1	1.9 a 4.1
Cenizas	% masa	Cenizas en productos de petróleo (ASTM D482)	0.01 máximo	0.01 máximo
Color	Adimensional	Color de productos de petróleo/ visual (ASTM D1500)	2.5 máximo	Morado

Contenido de aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D1319, ASTM D5186)	35 máximo	35 máximo
Lubricidad ⁴	micrones	HFRR Test (ASTM D6079, ASTM D7688)	520 máximo	520 máximo
Conductividad eléctrica ⁵	pS/m	Conductividad eléctrica (ASTM D2624, ASTM D4308)	25 mínimo	25 mínimo

OBLIGACIONES ADICIONALES:

La temperatura máxima debe ser menor o igual que la temperatura ambiente mínima esperada.

En caso de medir el número de cetano, este parámetro deberá medirse sin aditivo. En caso de requerirse la aditivación del diésel, se deberá estar a lo establecido en el numeral 4.3 de la Norma.

A la entrada en vigor de la 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 más tardar el 31 de diciembre de 2018, el contenido máximo de azufre en este petrolífero será de 15 mg/kg en todo el territorio nacional.

Para cumplir con la especificación de lubricidad, el diésel podrá aditivarse en las instalaciones de almacenamiento o distribución previo al expendio al público; la prueba correspondiente al diésel cuya composición sea final, deberá realizarla el Permisario que lleve a cabo la aditivación.

La conductividad eléctrica debe ser medida a la temperatura del diésel previo al expendio al público. 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 A1) Y JET A.

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite	
			Jet A1	Jet A
Densidad a 20 °C (1)	kg/L	ASTM D1298, Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el método del hidrómetro. ASTM D4052 Densidad y densidad relativa de líquidos por medio de densitómetro digital	0.7720 a 0.8370	
Gravedad	°API	ASTM D287, Gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo (Método por hidrómetro) ASTM D4052, Densidad y densidad relativa de líquidos por medio de densitómetro digital	Informar	
Apariencia	Adimensional	Visual	Brillante y clara	
Temperatura de destilación:				
Temperatura de destilación del 10 %	°C		205.0 máximo	
Temperatura de destilación del 50 %	°C	ASTM D86, Destilación de productos del petróleo a presión atmosférica	Informar	
Temperatura de destilación del 90 %	°C	ASTM D2887.2, Distribución de rangos de ebullición en fracciones del petróleo por cromatografía de gases	Informar	
Temperatura final de ebullición	°C	ASTM D7345.3, Destilación de productos derivados del petróleo y combustibles líquidos a presión atmosférica (Método de micro destilación)	300.0 máximo	
Residuo de la destilación	% vol.		1.5 máximo	
Pérdida de la destilación	% vol.		1.5 máximo	

Temperatura de inflamación ⁴	°C	ASTM D56, Temperatura de inflamabilidad por analizador TAG de copa cerrada	38.0 mínimo
Temperatura de congelación	°C	ASTM D2386, Temperatura de congelación para combustibles de aviación ASTM D5972, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático por Transición de Fases) ASTM D7153, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Laser) ASTM D7154, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Fibra Óptica)	-47.0 máximo -40.0 máximo
Poder calorífico ⁵	MJ/kg	ASTM D4529, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D3338, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D4809, Poder calorífico de combustibles fósiles líquidos por calorímetro de bomba (Método de precisión)	42.8 mínimo
Acidez total	mg KOH/g	ASTM D3242, Acidez en combustibles para turbinas de aviación	0.10 máximo
Aromáticos	% vol.	ASTM D1319, Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por indicador fluorescente de absorción ASTM D5186, 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 D4294, Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía ASTM D5453, 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 D2622, 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	3000 máximo

Azufre mercaptánico	mg/kg	ASTM D3227, Azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles para turbinas de aviación y combustibles destilados (Método potenciométrico)	30 máximo
Viscosidad cinemática a -20 °C	cSt	ASTM D445, Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica) ASTM D7042.6, 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) ⁷		ASTM D3241 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: Uno de los siguientes requerimientos deben ser cumplidos:			
(1) Anexo A1 VTR	Código decolor VTR	Anexo 1 (Visual)	Menor a 3 (sin arcoiris nidepósitos de color anormal)
(2) Anexo A2 ITR o Anexo 3 ETR	nm promediosobre un área de 2.5 mm	Anexo 2 y Anexo 3	85 máximo
Uno de los siguientes requerimientosdeben ser cumplidos:			
(1) Punto de humo, o	mm	ASTM D1322, Punto de humo en querosenos y combustibles para turbinas de aviación	25.0 mínimo, o
(2) Punto de humo y	mm,	ASTM D1322, Punto de humo en querosenos y combustibles para turbinas de aviación	18.0 mínimo y
Naftalenos	% vol	ASTM D1840, Determinación de naftalenos en combustibles para turbinas de aviación por espectrofotometría ultravioleta	3.0 máximo
Partículas contaminantes 8:	mg/L mg/gal (ISO)	ASTM D2276, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por muestreo por líneas. ASTM D5452, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por filtración en laboratorio	1.0 máximo 3.8 máximo

	Código ISO 4 µm 6 µm 14 µm 21 µm 25 µm 30 µm	ASTM D7619 Standard Test Method for Sizing and Counting Particles in Light and Middle Distillate Fuels, by Automatic Particle Counter	Reportar resultado con base en la Tabla 1 de la Norma ISO 4406
Corrosión al Cu, 2 horas a 100 °C	Adimensional	ASTM D130, Detección de corrosión al cobre de productos de petróleo por prueba de mancha en tira de cobre	Estándar 1, máximo
Contenido de goma	mg/100 mL	ASTM D381, Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro.	7.0 máximo
Calificación por microseparómetro:		ASTM D3948, Determinación de las características de separación de agua en	

Sin aditivo de conductividad eléctrica	Adimensional	combustibles para turbinas de aviación mediante separador portátil	85 mínimo
Con aditivo de conductividad eléctrica	Adimensional		70 mínimo
Ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME) 9	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:

En sustitución de esta especificación, se podrá determinar la densidad a 15 °C, cuyo valor límite fluctuará entre 0.775 y 0.840 kg/L.

Los resultados obtenidos con el método ASTM D 2887, se deberán convertir al resultado estimado en correlación con el método ASTM D 86, utilizando la fórmula que se describe en el Apéndice X4 del método ASTM D 2887.

Los resultados obtenidos por el método ASTM D 7345, se deberán corregir para el sesgo relativo como se describe en el método ASTM D7345.

La temperatura de inflamación será 42 °C mínimo, para clientes de exportación que así lo soliciten.

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.

Los resultados obtenidos por el método ASTM D 7042, se deberán convertir a valores de viscosidad cinemática con sesgo corregido, utilizando las fórmulas descritas en la subsección 15.4.4. de la ASTM D7042.

La prueba de estabilidad térmica (ASTM D3241) debe efectuarse a 260 °C durante 2.5 horas. Los tubos de calentamiento reconocidos como equivalentes por el protocolo RR:D02-1550 son aceptados para el reporte de prueba de la ASTM D3241.

Para la ejecución de la prueba de partículas contaminantes, se podrá utilizar el método ASTM D7619 o alguno de los Métodos IP564, IP565 e IP577.

La prueba FAME, sólo será obligatoria si el combustible es transportado en poliducto donde se transporte Biodiésel, o si el medio de transporte (buquetanque, carrotanque o autotanque) transportó previamente biodiésel.

Se permite el uso de los aditivos indicados en la Tabla 2. de la ASTM D1655, así como en la Tabla A.5.4 del British Ministry of Defense Standard DEF STAN 91-91 Turbine Fuel, Kerosine Type, Jet A-1, en las concentraciones y con todas las consideraciones en mencionadas en dichas tablas.

TABLA 9.- ESPECIFICACIONES DE PETROLÍFEROS DE USO INDUSTRIAL

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite		
			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 D1298, ASTM D4052)	Informar	Informar	Informar
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamación: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada (ASTM D93, ASTM D7094, ASTM D3828)	45.0 mínimo	45.0 mínimo	60.0 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de productos. (ASTM D97)	10 máximo	10 máximo	-----
Destilación (90 % destila a)	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D86, ASTM D7344, ASTM D7345)	345.0 máximo	345.0 máximo	-----

Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D445, ASTM D88, ASTM D2161)	1.900 a 4.100a 40 °C	1.900 a 4.100a 40 °C	150.0 a 1166a 50 °C
Azufre ²	% masa	Azufre en productos de petróleo por espectroscopia de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía (ASTM D4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros. (ASTM D5453, ASTM D7220, ASTM D2622, ASTM D7039)	0.5 máximo0.05 máximo ¹	0.05 máximo0.05 máximo ¹	4.4 máximo
Nitrógeno	ppm peso	Nitrógeno total en aceites lubricantes y en combustibles líquidos (ASTM D3228)	--	--	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 D5863)			Informar
Poder Calorífico	MJ/kg	Estimación de calor neto y bruto de combustión de combustibles diésel y para quemadores (ASTM D4868, ASTM D4809).	--		40 mínimo
Asfaltenos (Insolubles en nC ₇)	% masa	Determinación de insolubles en n-heptano (ASTM D3279)			informar
Color	Adimensional	Color de productos de petróleo (ASTM D1500)	--	Morado	--
Agua y Sedimento	% vol.	Agua y sedimentos en combustibles de destilación media por centrifugado (ASTM D2709, ASTM D1796)	0.05 máximo	0.05 máximo	--

OBLIGACIONES ADICIONALES:

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.

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 (100LL)(1)(2)

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite	
			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 D1298, ASTM D4052)	Informar	Informar

Densidad a 15 °C	kg/m3	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D1298, ASTM D4052)	Informar	Informar
Destilación ³ Temperatura inicial de ebullición Combustible evaporado el 10 % destila a: el 40 % destila a: el 50 % destila a: el 90 % destila a: Temp. final de ebullición Volumen recuperado Residuo de destilación Pérdida en la destilación Suma de las temperaturas de 10 y 50 % evaporados	°C °C °C °C °C % vol. % vol. % vol. °C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D86, ASTM D7345, ASTM D7344)	Informar - 75.0 - - - 97.0 - - - 135.0	Informar 75.0 - 105.0 135.0 170.0 - 1.5 1.5 -
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 D873)	- -	6.0 3.0
Reacción del residuo	Adimensional	Acidez de hidrocarburos líquidos y sus residuos de destilación (ASTM D1093)	No ácida	-
Presión de vapor a 38 °C	kPa	Presión de vapor de productos del petróleo (ASTM D323, ASTM D5191)	38.0	49.0
Azufre total	% peso	Azufre en productos del petróleo por medio del método de la lámpara (ASTM D1266) Azufre en productos del petróleo por medio de Espectrometría Fluorescente de energía dispersiva de Rayos X (ASTM D2622)	-	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 D130)	-	No. 1
Goma acelerada. 5h	mg/100 mL	Estabilidad a la oxidación de combustibles para aviación (ASTM D873)	-	6.0
Tetraetilo de plomo TEL ⁴	mL TEL /L g Pb/L	Plomo en gasolinas Método del monoclóruo de yodo (ASTM D3341) Plomo en gasolinas por medio de espectroscopia de rayos X (ASTM D5059)	- -	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 D2700)	99.6	-

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 D1298, D4052)	-	0.9877	Informar	-
Temperatura inflamabilidad de	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada (ASTM D93)	60.0	-	60.0	-
Temperatura escurrimiento de	°C	Punto de fluidez de los productos (ASTM D97)	-	+ 30	-	+ 30
Agua y sedimento	% vol.	Agua y sedimento por medio del método de la centrifuga (ASTM D1796)	-	1.0	-	1.0
Viscosidad a 50 °C	S.S.F.	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica). (ASTM D445) 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 D445) 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 D189)	-	20.0	-	20.0
Azufre Total	% masa	Azufre en productos de petróleo por espectroscopia de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía (ASTM D4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D2622)	-	3.5	-	3.5
Cenizas	% masa	Cenizas en productos del petróleo (ASTM D482)	-	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 D5863)	-	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 D1298, D4052)	0.6850	0.7200	
Destilación el 10 % destila a: el 50 % destila a: el 90 % destila a: Temp. Final de Ebullición	°C °C °C °C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D86, ASTM D7345)	- - - -	55.0 85.0 130.0 190.0	
Presión de Vapor	lb/pulg ² (kPa)	Presión de vapor (ASTM D4953, ASTM D5191)	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 D5453, ASTM D2622, ASTM D7220)	-	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 D130)	-	No. 1	
Corrosión ferrosa	Adimensional	Formación de óxido en presencia de agua ASTM D665	-	B+	
Goma lavada	kg/m ³ (mg/100 mL)	Estabilidad de oxidación de gasolina Método de periodo de inducción (ASTM D525)	-	0.04 (4)	
Periodo de inducción	minutos	Estabilidad de oxidación de gasolina Método de periodo de inducción (ASTM D525)	1000	-	
Número de octano (RON)	Adimensional	Número de Octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D2699)	95	-	
Número de octano (MON)	Adimensional	Número de Octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D2700)	Informar	-	
Índice de octano (RON+MON)/2	Adimensional	Número de Octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D2699) Número de Octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D2700)	90	-	
Aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D1319)	-	8.0	
Olefinas	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D1319)	-	15.0	

Benceno	% vol.	Determinación de benceno y tolueno en gasolina terminada para uso en motores y aviación por cromatografía de gases (ASTM D3606, D5580)	-	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 D1267) Cálculo de propiedades físicas del gas LP mediante análisis de composición (ASTM D2598)	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 D1837)	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 D2163)	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 D2158)	0.05 máximo	0.05 máximo
Densidad relativa a 15.6°C	Adimensional	Densidad o densidad relativa de hidrocarburos ligeros por termohidrómetro de presión (ASTM D1657) Cálculo de propiedades físicas del gas LP mediante análisis de composición (ASTM D2598)	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 D1838)	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 D4468).	140 máximo	140 máximo
Agua libre	Adimensional	Visual	Nada	Nada

OBLIGACIONES ADICIONALES:

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.

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 la 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 conforme a lo establecido en el Artículo 49 de la LFMN y los correlativos de su Reglamento. 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. En el caso de los compuestos organometálicos, el interesado deberá obtener, previamente, la opinión técnica favorable para su uso por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales.

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 la Norma, excepto marcadores en términos de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Marcación que al efecto se emitan.

4.5. Emergencia. El Permisionario deberá proporcionar a la Comisión, en un plazo no mayor a 72 horas, después de haber ocurrido el incidente, lo siguiente:

Descripción de los hechos que afectan o pudieran afectar el sistema o sistemas permisionados;

Precisar la causa antropogénica o natural de la emergencia;

Capacidad del o los sistemas y servicios de almacenamiento, transporte o distribución afectados, así como su impacto en las especificaciones de calidad del o los petrolíferos afectados;

Sistemas o actividades permisionadas afectados colateralmente y efectos colaterales, en su caso;

Plan de acción y cronograma relativo a las medidas que se implementarán para volver a las condiciones normales de operación de los sistemas afectados;

Estimación de la duración de la emergencia, y

Otra información relacionada que se considere relevante.

En base a la información presentada, la Comisión resolverá sobre la condición de emergencia, las medidas que se implementarán, la modificación a las especificaciones de calidad establecidas en la Norma, en su caso, y duración de la emergencia.

5. Muestreo y medición de las especificaciones de calidad 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

Con objeto de dar cumplimiento al numeral 5.2 del Anexo 3, el Permisionario deberá contar con una gestión congruente con la práctica internacional relativa a los procedimientos implementados de muestreo, calibración, registro y resguardo de la información, así como a la trazabilidad de todas las actividades requeridas para dar cumplimiento a la Norma.

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, determinarse las especificaciones de calidad de dichas muestras 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 la 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 Norma.

5.1.2. Los importadores serán responsables de la determinación de las especificaciones de calidad en el punto de entrada al territorio nacional, así como en las instalaciones donde se realice el cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto. En el caso de la Gasolina para mezcla final, se deberá estar a lo establecido en el numeral 4.1 de la Norma.

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.

Para fines de cumplimiento de la Norma en la transferencia de custodia, deberá realizarse la toma de muestras, la determinación de las especificaciones de calidad indicadas en el Anexo 4, previo al cambio de propiedad o

transferencia de custodia, así como la elaboración del informe de resultados en términos de la LFMN, como se detalla a continuación:

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 la Norma.

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 la Norma. A dichas muestras se les determinará las especificaciones de calidad correspondientes. 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.

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 la Norma.

5.1.3. Los transportistas serán responsables de la guarda del producto desde su recepción en la instalación o sistema hasta su entrega; 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 Permisarios, 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 la 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:

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 la Norma.

En el caso de su transporte 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 apartado 5.2 de la Norma. A dichas muestras, se les determinará las especificaciones de calidad correspondientes. 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.

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 la 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 Permisarios, 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 buquetanque, carrotanque, autotanque, 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 la 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, transportista 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 indicadas en las Tablas 1 a 13, según el petrolífero que se trate, 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, 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.

5.1.7. En el caso de transporte de petrolíferos mediante recipientes sujetos a presión por medio de carrotanque, autotanque o semirremolque, no será aplicable la obligación de toma de muestras y medición de calidad establecidas en los puntos 5.1.3 letra b y 5.1.4 último párrafo de la Norma. No obstante lo anterior, se deberá entregar el informe de resultados de origen en el proceso de transferencia de custodia.

5.2. Métodos de muestreo.

5.2.1. Con el fin de obtener muestras representativas de petrolíferos a que se refiere la Norma, deben aplicarse las siguientes normas, incluyendo, pero sin limitarse a ellas: NMX-Z-12/1-1987, NMX-Z-1 2/ 2-1987, NMX-Z-12/3-1987, y aquellas mencionadas en los numerales subsiguientes 5.2.2 a 5.2.4, en su caso.

5.2.2. Para el muestreo de petrolíferos en fase líquida a presión atmosférica, se deberá aplicar la versión vigente del método ASTM D4057 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 la Norma, deberán ser los correspondientes a la versión vigente o aquellos que los sustituyan.

6.3. Métodos de prueba alternos. 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 Sulfur in Petroleum Gas by Oxidative Microcoulometry	ASTM D3246
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 Vapor Pressure of Liquefied Petroleum Gases (LPG) (Expansion Method)	ASTM D6897

b) Aplicable a los demás petrolíferos:

Standard Test Method for Flash Point by Tag Closed Cup Tester	ASTM D56
Standard Test Method for Saybolt Color of Petroleum Products (Saybolt Chromometer Method)	ASTM D156
Standard Specification for Fuel Oils	ASTM D396
Standard Test Method for Supercharge Rating of Spark-Ignition Aviation Gasoline	ASTM D909
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 Hydrocarbon Types, Oxygenated Compounds, and Benzene in Spark Ignition Engine Fuels by Gas Chromatography	ASTM D6839
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 Accelerated Iron Corrosion in Petroleum Products	ASTM D7548
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 SparkIgnition Engine FuelSilver 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.	no aplica

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 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 Sulfur in Petroleum Gas by Oxidative Microcoulometry	ASTM D3246
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 Specification for Denatured Fuel Ethanol for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	ASTM D4806
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 Hydrocarbon Types, Oxygenated Compounds, and Benzene in Spark Ignition Engine Fuels by Gas Chromatography	ASTM D6839
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 Vapor Pressure of Liquefied Petroleum Gases (LPG) (Expansion Method)	ASTM D6897
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 Accelerated Iron Corrosion in Petroleum Products	ASTM D7548
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 SparkIgnition Engine FuelSilver 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
British Ministry of Defense Standard DEF STAN 91-91 Turbine Fuel, Kerosine Type, Jet A-1	
Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel - Laboratory Automatic particle counter method	IP 564
Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel - Portable Automatic particle counter method	IP 565
Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel - Automatic particle counter method using light extinction	IP 577
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	
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

8.1. El productor, importador, almacenista, transportista, distribuidor y el expendedor al público de los petrolíferos a que hace referencia la 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, la Norma no concuerda con otras normas o lineamientos internacionales.

10. Vigilancia de la 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 la presente 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 la presente 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, siempre y cuando se encuentren registrados o se registren 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 México.

TERCERO.- En el caso del transporte por ductos del Sistema Nacional de GLP, el muestreo y análisis a que se refiere la disposición 5.1.3, 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.- El contenido de azufre en el combustible intermedio, entrará en vigor a partir de que se publique en el Diario Oficial de la Federación el Anexo VI del Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL).

QUINTO.- Con el fin de garantizar el suministro de diésel UBA, la Comisión Reguladora de Energía, con una anticipación de al menos tres meses antes de la fecha establecida en la obligación adicional (3) de la Tabla 7 relativa a especificaciones de calidad del diésel, podrá revisar las condiciones del mercado, y establecer, en su caso, zonas de exclusión temporal, sin que el contenido máximo de azufre en dichas zonas rebase 500 mg/kg.

SEXTO.- Dentro de los treinta días naturales contados a partir del inicio de la vigencia de la presente Norma Oficial Mexicana, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos instalará un grupo técnico de trabajo al cual se invitará a los sectores gubernamental, privado y social para analizar la transición óptima de la Norma considerando el bienestar social, impacto económico, sobre la salud y medio ambiente, así como sus efectos sobre motores y vehículos, para su convergencia hacia estándares más avanzados en la materia. Entre los temas que se evaluarán en el grupo técnico estarán los efectos en los motores de los residuos de carbón y el contenido de aromáticos en el diésel.

SÉPTIMO.- 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 12 de agosto de 2016.- El Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, **Jesús Serrano Landeros**.- Rúbrica.

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, Talixcoyan, 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, Pijijapan, Tonalá, Ocozocuatla.

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 31 de diciembre 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:

Coatzacoalcos-Minatitlán: El área integrada por los municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital, en el Estado de Veracruz.

Irapuato-Celaya-Salamanca: El área integrada por los municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán, en el Estado de Guanajuato.

Tampico-Madero-Altamira: El área integrada por los municipios de Tampico, Altamira y Ciudad Madero, en el Estado de Tamaulipas.

Tula-Vito-Asasco: El área integrada por los municipios de Tula de Allende, Tepeji del Río de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxcoapan y Apaxco, en los estados de Hidalgo y de México.

El municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua.

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 la 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 PEC se establecen, además de las definiciones incorporadas en el capítulo 3 de la 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 la Norma y que demuestra su cumplimiento;

3.4 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con la 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 a la LFMN y su Reglamento para la verificación del cumplimiento con la 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 la Norma en un momento determinado.

4. Disposiciones generales

4.1. 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 el 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.

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

4.3. 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.

4.4. La violación a cualquiera de las disposiciones establecidas en el 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.

4.5. 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 con la 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 la 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, en un sistema de gestión de la información de laboratorios (LIMS por sus siglas en inglés Laboratory Information Management System), con base en la Norma ISO/IEC 17025:2005 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración:

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.

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.

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.

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 Norma, 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 actividades relacionadas al muestreo y medición de la calidad 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 permisionados 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, 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 permitida 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 del PEC.

5.5 Para la correcta aplicación del 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:

Fecha de recepción de la solicitud de la verificación.

Fecha de firma del contrato de prestación de servicios celebrado entre la UV o el TE y el solicitante de la verificación.

Nombre o razón social del solicitante de la verificación.

Nombre comercial, en su caso.

Para personas morales, el Registro Federal de Contribuyentes (RFC).

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.

Domicilio de las instalaciones a verificar, que incluya:

) 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.

Datos de la persona que firma el contrato de prestación de servicios con la UV o con el TE:

) 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.

Características de la instalación donde se realizará la verificación:

Producción

Importación

Transporte

Almacenamiento

Distribución

Expendio al público

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 PEC.

6.2 La información, registros y controles relacionados con el numeral 5.2 del 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 del 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 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 la 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 físicos o electrónicos 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 la 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.

ACTA DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

DATOS DEL SOLICITANTE DE LA VERIFICACIÓN:

NOMBRE, DENOMINACIÓN O RAZÓN SOCIAL DEL SOLICITANTE: _____ _____
Actividad _____
DOMICILIO VISITADO: CALLE O AVENIDA: _____ No. (Interior y exterior): _____ COLONIA O POBLACIÓN: _____ MUNICIPIO O DELEGACIÓN: _____ CÓDIGO POSTAL: _____ CIUDAD Y ESTADO: _____ TELÉFONO(S): _____ FAX: _____ CORREO ELECTRÓNICO: _____

NOMBRE Y CARGO DE LA PERSONA QUE ATENDIÓ LA VISITA DE VERIFICACIÓN:

DATOS DE LA VISITA DE VERIFICACIÓN

OBJETO DE LA VISITA DE VERIFICACIÓN:

FECHA DE INICIO: DÍA: _____ MES: _____ AÑO: _____ HORA: _____

FECHA DE TÉRMINO: DÍA: _____ MES: _____ AÑO: _____ HORA: _____

DESARROLLO DE LA VISITA DE VERIFICACIÓN.

Circunstancias en las que se efectúa la verificación:

No Conformidades encontradas:

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, 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 la 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 la 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 ³	MON ³	(RON+MON)/2 ³	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 ²		X	X	X				X	X	X
Almacenista ²		X	X	X				X	X	X
Distribuidor ²		X	X	X				X	X	X
Expendio al público ²		X	X	X				X	X	X

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

Para el caso de la prueba de presión de vapor, deberá realizarse con base en lo establecido en los párrafos cuarto y quinto del numeral 4.1 de la Norma.

El uso del 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 a que se refiere la Norma en su numeral 6.3, son aplicables exclusivamente para efectos de las pruebas de control referidas en la presente sección, para lo cual se acepta una tolerancia máxima de 0.3 números de octano.

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 %	Temperatura de inflamación	Número y/o Índice de cetano ⁽¹⁾	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

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 Especifica 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	

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