COMISION REGULADORA DE ENERGIA

NORMA Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.

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

NORMA OFICIAL MEXICANA DE EMERGENCIA NOM-EM-005-CRE-2015, ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LOS PETROLÍFEROS

La Comisión Reguladora de Energía, 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, 22, fracciones II, X, XI y XIII, 41, fracción I, Transitorios Primero, Segundo y Tercero de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 78 y 79 de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracciones II, V y IX, 40, fracción I, 41, 48, 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, y 28, 34 y 80 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y

RESULTANDO

Primero. Que la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (la Ley de los Órganos Reguladores) establece, en su artículo 41, fracción I, que esta Comisión Reguladora de Energía (esta 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 Ley de los Órganos Reguladores establece que esta 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 y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores, esta Comisión es una Dependencia del Poder Ejecutivo Federal, la cual tiene autonomía técnica, operativa y de gestión, y cuenta con personalidad jurídica.

Segundo. Que los artículos 78 y 79 de la LH 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, fracción I, de la LFMN, las normas oficiales mexicanas tendrán como finalidad, entre otras, 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 de acuerdo con el artículo 48 de la LFMN las dependencias, en casos de emergencia, pueden ordenar la publicación de normas oficiales mexicanas en el Diario Oficial de la Federación.

Sexto. Que todos los petrolíferos que se comercializan en México deben reunir 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.

Séptimo. 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 permisionadas, es necesario contar con una regulación técnica de observancia obligatoria que establezca las especificaciones de dichos petrolíferos, para lo cual esta Comisión ha diseñado un marco normativo que cumple con dicho objeto.

Octavo. Que, si bien es cierto que esta Comisión propuso en el Programa Nacional de Normalización 2015 que el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos desarrollaría dos anteproyectos de norma oficial mexicana sobre petrolíferos y GLP, también lo es que ambas normas pueden consolidarse en una sola por razones de economía procesal y simplificación regulatoria.

Noveno. Que el carácter de emergencia deriva de la necesidad de evitar que se genere un vacío regulatorio a partir de 2016 a las personas a quienes aplica la obligación que les imponen los artículos 78 y 79 de la Ley de Hidrocarburos, relativa a las especificaciones de calidad de los petrolíferos y sus métodos de prueba.

Décimo. Que el objeto de la presente norma oficial mexicana de emergencia es establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, con el objeto de promover el desarrollo eficiente de dichas actividades, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional, atendiendo la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios inherentes.

Undécimo. Que los costos adicionales 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 con repercusiones graves a la población, a los bienes, la industria, la prestación de servicios y al ambiente, por lo que se expide la:

NORMA OFICIAL MEXICANA DE EMERGENCIA NOM-EM-005-CRE-2015, ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LOS PETROLÍFEROS

ÍNDICE

1. Objetivo

2. Campo de aplicación

3. Definiciones

4. Especificaciones de los petrolíferos

5. Muestreo y medición de las especificaciones de los petrolíferos

6. Métodos de prueba

7. Bibliografía

8. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales

9. Vigilancia de esta Norma

Transitorios

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

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

Anexo 3. Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.

Anexo 4. Pruebas de control.

1. Objetivo

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

2. Campo de aplicación

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

3. Definiciones

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

3.1 Aditivos de combustible: Sustancias añadidas intencionalmente a los petrolíferos, con el objeto de proporcionarles propiedades específicas. Se excluyen los odorizantes para efectos del GLP.

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

3.3 Combustóleo: Petrolífero cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 9.

3.4 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.

3.5 Comisión: La Comisión Reguladora de Energía

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

3.7 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, y cuyas propiedades físico-químicas y especificaciones se describen en la Tabla 7.

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

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

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

3.11 Gas avión: 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.

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

3.13 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.

3.14 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.

3.15 Gasolina Premium: Gasolina con un índice de octano ([RON+MON]/2) mínimo de 92.

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

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

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

3.19 LFMN: Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

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

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

3.22 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.

3.23 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;

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

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

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

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

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

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

2. Estado de Sonora: Agua Prieta, Altar, Atil, Bacoachi, Bavispe, Cananea, Cucurpe, Fronteras, General Plutarco Elías Calles, Imuris, Magdalena, Naco, Nogales, Oquitoa, Puerto Peñasco, San Luis Río Colorado, Santa Ana, Santa Cruz, Sáric y Tubutama.

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

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

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

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

3.29 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.

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

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

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

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

2. En el caso de diésel automotriz, la que excluye a las ZMVM, ZMM, ZMG y ZFN y, en su caso, los corredores DUBA referidos en el Anexo 1 de la presente Norma de Emergencia;

3. En el caso de combustibles industriales líquidos, la que excluye a las ZMVM, así como los Corredores definidos en el Anexo 2 de la presente Norma de Emergencia.

4. En el caso del gas licuado de petróleo, la que excluye a ZMVM y las ciudades de Puebla, Toluca, Querétaro y Monterrey.

4. Especificaciones de los petrolíferos.

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

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

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

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

OBSERVACIONES:

(1) Las clases de volatilidad mencionadas en la Tabla 1 corresponden a las de la especificación para combustible de motores de encendido por chispa (ASTM D 4814). La volatilidad de un combustible se especifica con una designación alfanumérica que utiliza una letra de la Tabla 1 y un número de la Tabla 2.

(2) La presión de vapor se especifica para combustible de motores de encendido por chispa y se establece un valor máximo para cada clase de volatilidad (ASTM D 4814). Para gasolina y mezclas oxigenadas de gasolina, la determinación de la presión de vapor se efectúa de acuerdo al método de Presión de vapor (ASTM D 4953).

(3) La denominación de volatilidad AA corresponde a la especificación de las gasolinas que se comercializan todo el año en las Zonas Metropolitanas del Valle de México y Guadalajara, sin considerar la variación de la temperatura ambiente por estacionalidad.

(4) Las temperaturas de destilación de todas las tablas de esta NOM están indicadas en grados centígrados (ºC), normalizadas a una presión de 101.325 kilopascales (kPa) (760 mm Hg) y se determinan mediante el método de Destilación para Productos de Petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7344 o ASTM D 7345). En el numeral 9. Bibliografía se pueden encontrar los métodos de prueba ASTM indicados en las Tablas.

TABLA 2. ESPECIFICACIONES PARA PROTECCIÓN CONTRA SELLO DE VAPOR

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

OBSERVACIONES:

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

(2) Aplica a las gasolinas clase de volatilidad AA (ASTM D 4814).

TABLA 3. ZONAS GEOGRÁFICAS DE DISTRIBUCIÓN DE GASOLINA DEL PAÍS

Zona	Estados
Norte	Nuevo León, Chihuahua, Durango, Coahuila, Tamaulipas, San Luis Potosí.
Pacífico	Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima, Guerrero, Oaxaca, Chiapas.
Centro	Aguascalientes, Jalisco, Guanajuato, Michoacán, Zacatecas, Morelos, Tlaxcala, Estado de México, Distrito Federal, 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[(2)]	Valor límite	
			Gasolina Premium	Gasolina Regular
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, D 4052)	Informar	Informar
Prueba Doctor	Adimensional	Análisis cualitativo de especies activas de azufre en combustibles y solventes (Prueba Doctor, ASTM D 4952)	Negativa	Negativa
Azufre Mercaptánico	mg/kg	Determinación de azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles destilados para aviones de turbina (Método potenciométrico, ASTM D 3227)	20 máximo	20 máximo
Corrosión al Cu, 3 horas a 50 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)	Estándar # 1 máximo	Estándar # 1 máximo
Goma lavada	kg/m^3 (mg/100mL)	Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro (ASTM D 381)	0.050 máximo (5 máximo)	0.050 máximo (5 máximo)
Gomas no lavadas	kg/m^3 (mg/100mL)	Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro (ASTM D 381)	0.7 máximo (70 máximo)	0.7 máximo (70 máximo)

Periodo de inducción	Minutos	Estabilidad de oxidación de gasolina (Método de periodo de inducción, ASTM D 525)	300 mínimo	300 mínimo
Número de octano (RON)	Adimensional	Número de octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699)	95.0 mínimo	Informar
Número de octano (MON)	Adimensional	Número de octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)	Informar	82.0
Índice de octano (RON+MON)/2	Adimensional	Número de octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699) Número de octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)	92.0 mínimo(3)	87.0 mínimo
Aditivo detergente dispersante(1)	mg/kg	Evaluación de gasolinas libres de plomo en motores de combustión interna (ASTM D 5598, ASTM D 5500)	En concentración que cumpla con la especificación de la USEPA en el apartado 80.165 del CFR.	

OBLIGACIONES ADICIONALES:

(1) Esta prueba de aditivo se revisará de acuerdo a la información del formulador conforme a los métodos ASTM D 5598 y ASTM D 5500. El productor e importador sólo puede utilizar aditivos certificados de acuerdo con los métodos anteriores.

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

(3) Se podrá tener una gasolina con un índice de octano mínimo de 91 para las Terminales de Almacenamiento y Reparto Cd. Juárez, Chihuahua y Parral, en los municipios de Ensenada, Mexicali, y Rosarito en Baja California, así como en los municipios de Magdalena y Nogales en Sonora.

TABLA 6. ESPECIFICACIONES ADICIONALES DE GASOLINAS POR REGIÓN

Propiedad	**Unidad**	**Método de prueba**	**Valor límite**				
			ZMVM	**ZMG**	**ZMM**	**Resto del País**	
			Gasolinas Premium y Regular			**Gasolina Premium**	**Gasolina Regular**
Aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)	25.0 máximo	32.0 máximo	32.0 máximo	32.0 máximo	Informar
Olefinas	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)	10.0 máximo	11.9 máximo	11.9 máximo	12.5 máximo	Informar
Benceno	% vol.	Determinación de benceno y tolueno en gasolina terminada para uso en motores y aviación por cromatografía de gases (ASTM D 3606, D 5580, D 6277)	1.0 máximo	1.0 máximo	1.0 máximo	2.0 máximo	2.0 máximo
Azufre total	mg/kg	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D	30 promedio(3)	30 promedio(3)	30 promedio(3)	30 promedio(3)	1000 máximo(1) (2)

		7220)	80 máximo	80 máximo	80 máximo	80 máximo	
Oxígeno(4)	% masa	Determinación de MTBE, ETBE, TAME, DIPE y alcoholes hasta C4 en gasolinas por cromatografía de gases (ASTM D 4815) Determinación de MTBE, ETBE, TAME, DIPE, etanol y terbutanol en gasolinas por espectroscopia infrarroja (ASTM D 5845)	1.0–2.7 máximo.			2.7 máximo	2.7 máximo
BTX	% vol.	Determinación de benceno, tolueno, etilbenceno, meta y para-xileno, orto xileno, C_{9+} y aromáticos totales en gasolina terminada mediante cromatografía de gases (ASTM D 5580)	Informar				

OBLIGACIONES ADICIONALES:

(1) La determinación de azufre en estos niveles de concentración se realizará exclusivamente con el método de prueba ASTM D 4294, Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía.

(2) A partir del 31 de enero de 2016, esta especificación será de 30 mg/kg promedio mensual y 80 mg/kg máximo por lote específico, en todo el territorio nacional para gasolinas Regular y Premium.

(3) El cálculo del promedio mensual del contenido de azufre, se determinará con base en la siguiente ecuación:

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

Donde:

$\bar{S}_{total}$ Promedio mensual del contenido de azufre total, en mg/kg;

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

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

n número de lotes manipulados durante un periodo de un mes calendario;

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

(4) Previo al uso de cualquier oxigenante en las gasolinas, se deberá atender lo dispuesto en el numeral 4.3 de esta Norma de Emergencia.

TABLA 7. ESPECIFICACIONES DEL DIÉSEL

Nombre del producto:			Valor límite	
Propiedad	**Unidad**	**Método de prueba**	**Diésel Automotriz**	**Diésel agrícola/marino**
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Densidad, densidad relativa (gravedad específica o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el método hidrométrico, ASTM D 1298, D 4052)	informar	informar

Temperaturas de destilación: Temp. inicial de ebullición: el 10% destila a el 50% destila a el 90% destila a Temp. final de ebullición	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, D 7344, D 7345)	informar 275.0 máximo informar 345.0 máximo informar	– informar – 345.0 máximo –
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens de copa cerrada (ASTM D 93, D 7094, D 3828)	45.0 mínimo	60.0 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de productos (ASTM D 97)	Marzo a octubre: 0 °C máximo; Noviembre a febrero: -5 °C máximo	
Temperatura de nublamiento	°C	Punto en el que los combustibles de petróleo se enturbian (ASTM D 2500)	Informar(1)	informar
Número de cetano y/o Índice de cetano	Adimensional	Número de cetano del diesel (ASTM D 613) Cálculo del índice de cetano de combustibles destilados (ASTM D 4737, D 976)	48 mínimo	45 mínimo
Azufre(5)	mg/kg (ppm)	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	15 máximo(2) 500 máximo resto del país (3)	500 máximo(4)
Corrosión al Cu, 3 horas a 50 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)	estándar # 1 máximo	estándar # 1 máximo
Residuos de carbón (en 10 % del residuo)	% masa	Residuos de carbón Ramsbottom de productos de petróleo (ASTM D 524)	0.25 máximo	0.25 máximo
Agua y sedimento	% vol.	Agua y sedimento en combustibles de destilación media por centrifugado (ASTM D 2709)	0.05 máximo	0.05 máximo
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm^2/s	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445)	1.9 a 4.1	1.9 a 4.1
Cenizas	% masa	Cenizas en productos de petróleo (ASTM D 482)	0.01 máximo	0.01 máximo
Color	Adimensional	Color de productos de petróleo/ visual (ASTM D 1500)	2.5 máximo	Morado
Contenido de aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319, ASTM D 5186)	30 máximo	30 máximo
Lubricidad	micrones	HFRR Test (ASTM D 6079, ASTM D 7688)	520 máximo	520 máximo
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP)	% masa	Poliaromáticos totales (ASTM D 5186)	Informar	

OBLIGACIONES ADICIONALES:

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

(2) Valor máximo de 15 mg/kg para las ZMVM, ZMG, ZMM y ZFN.

(3) A partir del 1 de diciembre de 2015, el contenido de azufre será de 15 mg/kg máximo para los 11 corredores de distribución referidos en el Anexo 1, adicional a lo establecido en la obligación (2). Para el resto del país, será de 500 mg/kg máximo de azufre.

(4) El diésel importado mediante ducto, buque tanque, autotanque u otro medio de transporte terrestre, deberá tener un contenido máximo de azufre de 15 mg/kg.

(5) A partir del 1o. de diciembre de 2015 se suministrarán aproximadamente 100,000 BD más de diésel UBA, con lo cual se cubrirá 70% de la demanda nacional, que incluye los 11 corredores referidos en el Anexo 1. A partir del 1o. de julio de 2018, se logrará un abasto de 100 % de la demanda nacional de diésel UBA.

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

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite
Densidad a 20 °C	kg/l	ASTM D 1298, Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el método del hidrómetro. ASTM D 4052 Densidad y densidad relativa de líquidos	0.7720 a 0.8370

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite
		por medio de densitómetro digital	
Gravedad	°API	ASTM D 287, Gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo (Método por hidrómetro) ASTM D 4052, Densidad y densidad relativa de líquidos por medio de densitómetro digital	37 a 51
Apariencia	Adimensional	Visual	Brillante y clara
Temperatura de destilación: Temperatura de destilación del 10 % Temperatura de destilación del 50 % Temperatura de destilación del 90 % Temperatura final de ebullición Residuo de la destilación Pérdida de la destilación	 ºC ºC ºC ºC mL mL	ASTM D 86, Destilación de productos del petróleo a presión atmosférica ASTM D 2887, Distribución de rangos de ebullición en fracciones del petróleo por cromatografía de gases ASTM D 7345, Destilación de productos derivados del petróleo y combustibles líquidos a presión atmosférica (Método de micro destilación)	 205.0 máximo Informar Informar 300.0 máximo 1.5 máximo 1.5 máximo
Temperatura de inflamación[(1)]	°C	ASTM D 56, Temperatura de inflamación por analizador TAG de copa cerrada	38.0 mínimo
Temperatura de congelación	°C	ASTM D 2386, Temperatura de congelación para combustibles de aviación ASTM D 5972, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático por Transición de Fases) ASTM D 7153, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Laser) ASTM D 7154, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Fibra Óptica)	–47.0 máximo
Poder calorífico[(2)]	MJ/kg	ASTM D 4529, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 3338, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 4809, Poder calorífico de combustibles fósiles líquidos por calorímetro de bomba (Método de precisión)	42.800 mínimo
Acidez total	mg KOH/g	ASTM D 3242, Acidez en combustibles para turbinas de aviación	0.1 máximo
Aromáticos	% vol.	ASTM D1319, Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por indicador fluorescente de absorción ASTM D 5186, Determinación del contenido de compuestos aromáticos polinucleares y contenido aromático de combustibles diésel y combustibles de turbinas de aviación por cromatografía de fluidos supercríticos	25.0 máximo
Azufre Total	mg/kg	ASTM D 4294, Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía ASTM D 5453, Determinación de Azufre total en hidrocarburos ligeros, combustible para motores de ignición por chispa,	3000 máximo

		combustible para motores a diésel y aceite para motor, por Fluorescencia ultravioleta ASTM D 2622, Azufre en productos del petróleo por medio de Espectrometría Fluorescente de energía dispersiva de Rayos X ASTM D7039 Azufre en gasolina y diésel por medio de espectrometría por fluorescencia dispersiva de rayos X de longitud de onda monocromática ASTM D7220 Azufre en combustibles automotrices, para calentamiento y turbosinas por fluorescencia dispersiva de rayos X de energía monocromática	
Azufre mercaptánico	mg/kg	ASTM D 3227, Azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles para turbinas de aviación y combustibles destilados (Método potenciométrico)	30 máximo
Viscosidad cinemática a -20 ºC	cSt	ASTM D 445, Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica) ASTM D 7042, Viscosidad dinámica y densidad de líquidos, por medio del viscosímetro Stabinger (y el cálculo de la viscosidad cinemática).	8.0 máximo
Estabilidad térmica (2.5 h a temperatura controlada de 260 °C, mínimo)[3] Caída de presión del filtro Depósitos en tubo precalentador. Evaluado con VTR	 kPa (mm Hg) Adimensiona	ASTM D 3241 Estabilidad de la oxidación térmica de combustibles para turbinas de aviación Visual Código de color VTR	 3.3 máximo (25) máximo <3 Sin arcoiris, ni depósitos de color anormal
valuación con ITR o Evaluación con ETR	nm	Método Interferométrico (Anexo A2) Método Elipsométrico (Anexo A3)	85 máximo
Aditivos: Inhibidor antioxidante[4] Desactivador metálico[5]	 mg/L mg/L		 24 máximo 5.7 máximo
Punto de humo, o Punto de humo y Naftalenos[6]	mm mm, % vol	ASTM D 1322, Punto de humo en querosenos y combustibles para turbinas de aviación ASTM D 1840, Determinación de naftalenos en combustibles para turbinas de aviación por espectrofotometría ultravioleta	25.0 mínimo o 18.0 mínimo y 3.0 máximo
Partículas contaminantes	mg/L mg/gal	ASTM D 2276, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por muestreo por líneas. ASTM D 5452, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por filtración en laboratorio	0.8 máximo 3.0 máximo
Corrosión al Cu, 2 horas a 100 °C	Adimensional	ASTM D 130, Detección de corrosión al cobre de productos de petróleo por prueba de mancha en tira de cobre	Estándar 1, máximo
Contenido de goma	mg/100mL	ASTM D 381, Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro.	7.0 máximo
Calificación por microseparómetro:	Adimensional	ASTM D 3948, Determinación de las características de	

Sin aditivo de conductividad eléctrica Con aditivo de conductividad eléctrica		separación de agua en combustibles para turbinas de aviación mediante separador portátil	85 mínimo 70 mínimo

OBSERVACIONES:

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

(2) 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.

(3) La prueba de estabilidad térmica (ASTM D 3241) debe efectuarse a 260 °C durante 2.5 horas. Es conveniente pero no obligatoria, la determinación del depósito en el tubo precalentador por el método de densidad óptica.

(4) Solamente se podrán usar los siguientes antioxidantes: a) N,N-diisopropil-parafenilen-diamina; b) 75 % mínimo 2-6-diterbutil-fenol más 25 % máximo de ter y triterbutil-fenol; c) 72 % mínimo 2-4-dimetil-6-terbutil-fenol más 28 % máximo de mono-metil y dimetil-terbutilfenol; d) 55 % mínimo 2-4-dimetil- 6-terbutil-fenol más 45 % máximo de ter y diterbutuilfenol.

(5) Se puede adicionar Aditivo Desactivador de Metales (MDA), en el punto de refinación para mejorar la estabilidad a la oxidación térmica, sólo sujetándose a las siguientes limitaciones:

a. Considerando la producción de lotes de combustible en un periodo de 12 meses, máximo el 5 % de ellos pueden ser adicionados con MDA para cumplir los requisitos de la prueba de estabilidad térmica a 260 °C

b. El lote de combustible debe pasar la prueba de estabilidad térmica a una temperatura de 245 °C, antes de adicionar el MDA

c. El lote de combustible debe pasar la prueba de estabilidad térmica a una temperatura de 275 °C, después de haber adicionado el MDA.

d. El certificado de calidad del lote debe contener el resultado de la prueba de estabilidad térmica desarrollado a 245 °C (antes de la adición de MDA), a la temperatura de 260 °C y el obtenido a 275 °C (después de la adición de MDA)

e. Se puede adicionar MDA en los sistemas de distribución de combustible, para recuperar el desempaño perdido de la estabilidad a la oxidación térmica durante la distribución (después de la liberación en refinería). El certificado de calidad debe mostrar el resultado inicial de la prueba de estabilidad térmica, el resultado después de la adición de MDA y la concentración agregada de MDA.

f. La cantidad debe ser declarada por el proveedor del combustible y aceptada por el cliente.

(6) Si el punto de humo tiene un valor entre 20 y 18 mm y el contenido de naftalenos es menor de 3 %, se puede comercializar el producto notificando al comprador dentro de los 90 días a partir de la fecha de envío, a no ser que se acuerden otras condiciones.

TABLA 9.- ESPECIFICACIONES DE COMBUSTIBLES INDUSTRIALES LÍQUIDOS

Nombre del petrolífero:			**Valor límite**		
Propiedad	**Unidad**	**Método de prueba**	**Diésel industrial**	**Gasóleo doméstico**	**Combustóleo**
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por Método de	Informar	Informar	Informar

Nombre del petrolífero:			Valor límite		
Propiedad	**Unidad**	**Método de prueba**	**Diésel industrial**	**Gasóleo doméstico**	**Combustóleo**
		hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)			
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada (ASTM D 93, ASTM D 7094, ASTM D 3828)	45.0 mínimo	45.0 mínimo	60.0 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de productos. (ASTM D 97)	10 máximo	10 máximo	-------
Destilación (90 % destila a)	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7344, ASTM D 7345)	345.0 máximo	345.0 máximo	-------
Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)	1.900 a 4.100 a 40 °C	1.900 a 4.100 a 40 °C	636.0 a 1166 a 50 °C
Azufre(2)	% masa	Azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros. (ASTM D 5453, ASTM D 7220, ASTM D 2622, ASTM D 7039)	0.5 máximo 0.05 máximo(1)	0.05 máximo 0.05 máximo(1)	4.0
Nitrógeno	ppm peso	Nitrógeno total en aceites lubricantes y en combustibles líquidos (ASTM D 3228)	--	--	Informar
Vanadio y níquel	mg/kg	Determinación de níquel y vanadio en petróleos crudos y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica con detector de flama (ASTM D 5863)	–	–	Informar
Poder Calorífico	MJ/kg	Estimación de calor neto y bruto de combustión de combustibles diésel y para quemadores (ASTM D 4868, ASTM D 4809).	--	–	40 mínimo
Asfaltenos (Insolubles en nC_7)	% masa	Determinación de insolubles en n-heptano (ASTM D 3279)	–	–	informar
Color	Adimensional	Color de productos de petróleo (ASTM D 1500)	--	Morado	--
Agua y Sedimento	% vol.	Agua y sedimentos en combustibles de destilación media por centrifugado (ASTM D 2709, ASTM D 1796)	0.05 máximo	0.05 máximo	--

OBLIGACIONES ADICIONALES:

(1) Límite aplicable para la ZMVM. Todos los combustibles industriales que se comercialicen en la ZMVM tendrán un contenido máximo de azufre de 0.05 % en peso.

(2) Para los corredores industriales y centros de población especificados en el Anexo 2, se dispondrá de combustible con un contenido máximo de azufre de 2 % en masa.

TABLA 10.- ESPECIFICACIONES DEL GAS AVIÓN(1)(2)

Nombre del producto:			Valor límite	
Propiedad	**Unidad**	**Método de prueba ASTM**	**Mínimo**	**Máximo**

Nombre del producto:			Valor límite	
Propiedad	**Unidad**	**Método de prueba ASTM**	**Mínimo**	**Máximo**
Gravedad específica 20/4 ºC	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)	Informar	Informar
Densidad a 15 °C	kg/m^3	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)	Informar	Informar
Destilación[(3)] Combustible evaporado el 10 % destila a: el 40 % destila a: el 50 % destila a: el 90 % destila a: Temp. final de ebullición Recuperado Residuo de destilación Pérdida en la destilación Suma de las temperaturas de 10 y 50 % evaporados	 ºC ºC ºC ºC ºC %vol. %vol. ºC	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7345, ASTM D 7344)	 Informar 75.0 97.0 135.0	 Informar 75.0 105.0 135.0 170.0 1.5 1.5
Estabilidad a la oxidación mg/100 ml. 5 horas: Gomas potenciales Precipitado de plomo	 mg/100 mL mg/100 mL	Estabilidad a la oxidación de combustibles para aviación (ASTM D 873)		 6.0 3.0
Reacción del residuo	Adimensional	Acidez de hidrocarburos líquidos y sus residuos de destilación (ASTM D 1093)	No ácida	
Presión de vapor a 38 °C	$lb/pulg^2$ kPa	Presión de vapor de productos del petróleo (ASTM D 323, ASTM D 5191)	38.0	49.0
Azufre total	% peso ppm	Azufre en productos del petróleo por medio del método de la lámpara (ASTM D 1266) Azufre en productos del petróleo por medio de Espectrometría Fluorescente de energía dispersiva de Rayos X (ASTM D 2622)		500
Corrosión al Cu. 2h. a 100 ºC	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)		STD 1

Goma acelerada. 5h	mg/100 mL	Estabilidad a la oxidación de combustibles para aviación (ASTM D 873)		6.0
Tetraetilo de plomo TEL[4]	mL/L g Pb/L	Plomo en gasolinas–Método del monocloruro de yodo (ASTM D 3341) Plomo en gasolinas por medio de espectroscopía de rayos X (ASTM D 5059)		0.53 0.56
Número de octano, MON Número de octano	Adimensional	Número de octano de motor de combustibles, para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)	100.0	130
Temperatura de congelación	ºC	Temperatura de congelación de combustibles para aviación (ASTM D 2386)		-58
Poder calorífico neto[5]	MJ/kg Btu/lb	Poder calorífico neto (ASTM D 4529, ASTM D 4809, ASTM D 3338)	43.56 18,720	
Reacción al agua Cambio de volumen	mL	Reacción al agua de combustibles para aviación (ASTM D 1094)		+/- 2.0
Conductividad eléctrica	pS/m	Conductividad eléctrica de combustibles para aviación (ASTM D 2624)	50	450
Inhibidor de oxidación[6]	mg/L	[6]		12
Color[7]	Adimensional	Color de combustibles para aviación con colorante añadido (ASTM D 2392)	azul	

OBSERVACIONES

(1) Las tolerancias de precisión por repetibilidad, reproducibilidad y tendencia establecidas en los métodos ASTM, aplican en los análisis comparativos de calidad del producto.

(2) Los métodos establecidos en esta tabla deberán utilizarse invariablemente y se podrá utilizar un método alterno ASTM en caso de falla o reparación del equipo analítico principal, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables.

(3) Las temperaturas de destilación deben ser corregidas a 101.325 kPa (760 mm Hg).

(4) Solamente se podrá adicionar en forma de mexoctán azul.

(5) En el Método ASTM D 4529 el valor que se obtiene es calculado. En caso de discrepancia, el método ASTM D 4809 deberá preferirse.

(6) Solamente se podrán utilizar los siguientes compuestos:

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

En las siguientes mezclas:

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

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

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

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

TABLA 11.- ESPECIFICACIONES DE COMBUSTÓLEO INTERMEDIO (IFO) [1][2][3]

Nombre del combustible:	Valor límite

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

TABLA 12. ESPECIFICACIONES GENERALES DE LAS GASOLINAS DE LLENADO INICIAL

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite

				Mínimo	Máximo
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, D 4052)		0.6850	0. 7200
Destilación el 10 % destila a: el 40 % destila a: el 50 % destila a: el 90 % destila a: Temp. Final de Ebullición	 ºC ºC ºC ºC ºC	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7345)		 Informar 50.0 75.0 115.0	 Informar 55.0 85.0 130.0 190
Presión de Vapor	lb/pulg^2 (kPa)	Presión de vapor (ASTM D 4953, ASTM D 5191)	Marzo a octubre	7.50 (51.70)	10.50 (72.40)
			Noviembre a febrero	7.50 (51.70)	11.50 (73.30)
Azufre Total	mg/kg ppm	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, ASTM D 2622)		30	80
Corrosión al Cu, 3 horas a 50 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)			STD 1
Corrosión ferrosa	Adimensional	Formación de óxido en presencia de agua ASTM D 665			B$^+$
Goma lavada	kg/m^3 mg/100mL	Estabilidad de oxidación de gasolina–Método de periodo de inducción (ASTM D 525)		-	0.04 4
Periodo de inducción	minutos	Estabilidad de oxidación de gasolina–Método de periodo de inducción (ASTM D 525)		1000	-
Número de octano (RON)	Adimensional	Número de Octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699)		95	-
Número de octano (MON)	Adimensional	Número de Octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)		Informar	-
Índice de octano (RON+MON)/2	Adimensional	Número de Octano Research de combustible para motores de encendido por chispa (ASTM D 2699) Número de Octano Motor de combustibles para motores de encendido por chispa (ASTM D 2700)		90	-
Aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)			8.0
Olefinas	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)			15.0
Benceno	% vol.	Determinación de benceno y tolueno en gasolina terminada para uso en motores y aviación por cromatografía de gases (ASTM D 3606, D 5580)			0.5

TABLA 13.- ESPECIFICACIONES DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO

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

OBLIGACIONES ADICIONALES:

(1) El GLP, por razones de seguridad, deberá ser odorizado conforme a lo establecido en las Normas aplicables, por ejemplo, National Fire Protection Association, NFPA 58 LP-Gas Code, 2010 Ed.

(2) El GLP importado mediante el Sistema de transporte por medio de ductos Hobbs-Méndez, podrá presentar un contenido máximo de etano de 5 % vol., siempre y cuando la presión de vapor en exceso a la atmosférica a 37.8 °C no exceda de 1379 kPa (200 $lb/pulg^2$)

(3) El GLP importado mediante ducto, buque tanque u otro medio de transporte terrestre, deberá ser una mezcla cuya composición contenga un mínimo de 90 % vol de propano y un máximo de 10 % vol de butano, de acuerdo a las características típicas del mercado internacional

4.3. Aditivos adicionales no especificados en esta Norma de Emergencia. Cuando se pretenda utilizar aditivos, incluyendo oxigenantes en las gasolinas, los cuales no estén establecidos en la presente Norma de Emergencia, el interesado deberá obtener previamente la autorización de la Comisión, y cumplir con las formalidades previstas en el Artículo 49 de la LFMN y los correlativos de su Reglamento,

4.4. Está prohibida la adición a los petrolíferos de cualquier otra sustancia no prevista en las Tablas 1 a la 13, en la disposición 4.4, o que no esté autorizada por la Comisión conforme a lo establecido en la disposición 4.3 de la presente Norma de Emergencia.

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

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

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

a. Los productores

b. Los importadores

c. Los transportistas

d. Los almacenistas y distribuidores

e. El expendedor al público

5.1.1. Los productores serán responsables de la calidad de los productos finales derivados de sus procesos, para lo cual deberán realizar el muestreo en el tanque de almacenamiento del producto final destinado a su venta o entrega.

Se tomará una muestra por cada lote de producto final, a la cual se le determinarán las especificaciones de las Tablas 1 a la 13, según corresponda.

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

El lote de producto importado debe contar con un informe de resultados en términos de la LFMN, en el cual haga constar que el petrolífero cumple de origen con las especificaciones establecidas en la presente Norma de Emergencia, así como con la descripción del lote y la ubicación del centro de producción o el lugar de origen del producto.

La toma de la muestra y el análisis de las especificaciones de calidad, indicadas en las Tablas 1 a la 13 de esta Norma de Emergencia, según el producto de que se trate, se harán previamente al cambio de propiedad o transferencia de custodia, para lo cual se debe prever lo siguiente:

a. En el supuesto de importarse petrolíferos por medio de buque tanque, el muestreo se hará en las instalaciones diseñadas para tal fin dentro de la embarcación, tomando las muestras por embarque conforme a las Normas aplicables.

b. En el caso de su importación por medio de carro tanque, auto tanque o semirremolque, se tomarán el mínimo de muestras necesario conforme a lo establecido en las Normas aplicables en materia de muestreo, de una población de vehículos con producto proveniente del mismo lote.

c. En relación a su importación por medio de ducto, el muestreo se realizará en las instalaciones de la estación de medición o en los tanques de almacenamiento de producto destinado a su venta o entrega.

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

Los lotes de producto 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 de origen con las especificaciones establecidas en la presente Norma de Emergencia, así como con la descripción del lote y la ubicación del centro de producción o el lugar de donde proviene el producto.

La toma de la muestra y el análisis de las especificaciones de calidad indicadas en las Tablas 1 a la 13 de esta Norma de Emergencia, según el producto de que se trate, se hará a la entrada de las instalaciones o equipos de dicho sistema, así como a la salida de los mismos, previamente al cambio de propiedad o transferencia de custodia, para lo cual se debe prever lo siguiente:

a. En el supuesto de transportarse petrolíferos por medio de buque tanque, el muestreo se hará en las instalaciones diseñadas para tal fin dentro de la embarcación, tomando las muestras por embarque conforme a las Normas aplicables.

b. En el caso de su transporte por medio de carro tanque, auto tanque o semirremolque, se tomarán el mínimo de muestras necesario conforme a lo establecido en las Normas aplicables en materia de muestreo, de una población de vehículos con producto proveniente del mismo lote.

c. En relación a su transporte por medio de ductos, el muestreo se realizará en el punto de inyección de las instalaciones o equipos de dicho sistema, así como en los puntos de extracción de los mismos.

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 realizar la medición del producto recibido y entregado en su instalación o Sistema. Lo anterior, sin perjuicio de que los Permisionarios, cuyos Sistemas se encuentren interconectados, formalicen protocolos de medición conjunta para cumplir con las responsabilidades indicadas, conforme a lo establecido en los Artículos 22 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

Los lotes de producto almacenado y distribuido deberán 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 de origen con las especificaciones establecidas en la presente Norma de Emergencia, así como con la descripción del lote y la ubicación del centro de producción o el lugar de donde proviene el producto.

La toma de la muestra y el análisis de las especificaciones de calidad indicadas en las Tablas 1 a la 13 de esta Norma de Emergencia, según el producto de que se trate, se hará a la entrada de las instalaciones o equipos de dicho sistema, así como a la salida de los mismos, previamente al cambio de propiedad o transferencia de custodia, para lo cual se debe prever lo siguiente:

a. En el supuesto de recibirse o entregarse petrolíferos por medio de buque tanque, el muestreo se hará en las instalaciones diseñadas para tal fin dentro de la embarcación, tomando las muestras por embarque conforme a las Normas aplicables.

b. En el caso de su recibo o entrega por medio de carro tanque, auto tanque, semirremolque y vehículos de reparto, se tomarán el mínimo de muestras necesario conforme a lo establecido en las Normas aplicables en materia de muestreo, de una población de vehículos con producto proveniente del mismo lote.

c. En relación a su recibo o entrega por medio de ductos, el muestreo se realizará en el punto de inyección de las instalaciones o equipos de dicho sistema, así como en los puntos de extracción de los mismos.

5.1.5. Con el objeto de garantizar la calidad de los petrolíferos en las actividades de expendio al público, la CRE podrá requerir a los permisionarios, de forma fundada y motivada, la información correspondiente para efectos de regulación.

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

5.2. Métodos de muestreo.

5.2.1. Para los efectos de obtener muestras representativas de los petrolíferos a que se refiere esta Norma de Emergencia, se deberá aplicar la versión vigente del método ASTM D 4057 *Stan*dard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products o aquel que la sustituya en caso de elegirse un muestreo manual; o en caso de elegir un muestreo automático, la versión vigente del método ASTM D4177 Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products o aquellos que los sustituyan.

5.2.2. 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 o aquellos que los sustituyan.

5.2.3. 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 de Emergencia, se deberán utilizar preferentemente los métodos de prueba indicados en dichas tablas.

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

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

a) Aplicable al Gas Licuado de Petróleo:

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

b) Aplicable a los demás petrolíferos:

Standard Test Method for Saybolt Color of Petroleum Products (Saybolt Chromometer Method)	ASTM D156
Standard Specification for Fuel Oils	ASTM D396
Standard Specification for Diesel Fuel Oils	ASTM D975
Standard Test Method for Kauri/Butanol Value of Hydrocarbon Solvents	ASTM D1133
Standard Test Method for Bromine Numbers of Petroleum Distillates and Commercial Aliphatic Olefins by Electrometric Titration	ASTM D1159
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (High-Temperature Method)	ASTM D1552
Standard Specification for Aviation Turbine Fuels	ASTM D1655
Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer API Designation: Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Chapter 9.2	ASTM D1657
Standard Test Method for Effect of Heat and Air on Asphaltic Materials (Thin-Film Oven Test)	ASTM D1754
Standard Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1837
Standard Test Method for Dryness of Propane (Valve Freeze Method)	ASTM D2713
Standard Test Method for Phosphorus in Gasoline	ASTM D3231

Standard Test Methods for Flash Point by Small Scale Closed Cup Tester	ASTM D3828
Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products	ASTM D4057
Standard Test Method for Free Water and Particulate Contamination in Distillate Fuels (Visual Inspection Procedures)	ASTM D4176
Standard Test Method for Electrical Conductivity of Liquid Hydrocarbons by Precision Meter	ASTM D4308
Standard Test Methods for Determination of Aluminum and Silicon in Fuel Oils by Ashing, Fusion, Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry, and Atomic Absorption Spectrometry	ASTM D5184
Standard Test Method for Vapor-Liquid Ratio Temperature Determination of Fuels (Evacuated Chamber Method)	ASTM D5188
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Automatic Method)	ASTM D5190
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Mini Method)	ASTM D5191
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products (Constant Cooling Rate Method)	ASTM D5773
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 (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 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
Análisis de referencia basado en la metodología Mid-IR (Mid-Infrarred) para la determinación del índice de octano, MON y RON.	---

7. Bibliografía.

Standard Test Method for Flash Point by Tag Closed Cup Tester	ASTM D56
Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Atmospheric Pressure	ASTM D86
Standard Test Method for Saybolt Viscosity	ASTM D88
Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester	ASTM D93
Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products	ASTM D97
Standard Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test	ASTM D130

Standard Test Method for Saybolt Color of Petroleum Products (Saybolt Chromometer Method)	ASTM D156
Standard Test Method for Conradson Carbon Residue of Petroleum Products	ASTM D189
Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method)	ASTM D287
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)	ASTM D323
Standard Test Method for Gum Content in Fuels by Jet Evaporation	ASTM D381
Standard Specification for Fuel Oils	ASTM D396
Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity)	ASTM D445
Standard Test Method for Ash from Petroleum Products	ASTM D482
Standard Test Method for Ramsbottom Carbon Residue of Petroleum Products	ASTM D524
Standard Test Method for Oxidation Stability of Gasoline (Induction Period Method)	ASTM D525
Standard Test Method for Cetane Number of Diesel Fuel Oil	ASTM D613
Standard Test Method for Rust-Preventing Characteristics of Inhibited Mineral Oil in the Presence of Water	ASTM D665
Standard Test Method for Oxidation Stability of Aviation Fuels (Potential Residue Method)	ASTM D873
Standard Test Method for Supercharge Rating of Spark-Ignition Aviation Gasoline	ASTM D909
Standard Specification for Leaded Aviation Gasolines	ASTM D910
Standard Specification for Diesel Fuel Oils	ASTM D975
Standard Test Method for Calculated Cetane Index of Distillate	ASTM D976
Standard Test Method for Acidity of Hydrocarbon Liquids and Their Distillation Residues	ASTM D1093
Standard Test Method for Water Reaction of Aviation Fuels	ASTM D1094
Standard Test Method for Kauri/Butanol Value of Hydrocarbon Solvents	ASTM D1133
Standard Test Method for Bromine Numbers of Petroleum Distillates and Commercial Aliphatic Olefins by Electrometric Titration	ASTM D1159
Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases, Manual Method.	ASTM D1265
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method)	ASTM D1266
Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)	ASTM D1267
Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method	ASTM D1298
Standard Test Method for Hydrocarbon Types in Liquid Petroleum Products by Fluorescent Indicator Adsorption	ASTM D1319
Standard Test Method for Smoke Point of Kerosine and Aviation Turbine Fuel	ASTM D1322
Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)	ASTM D1500
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (High-Temperature Method)	ASTM D1552

Standard Specification for Aviation Turbine Fuels	ASTM D1655
Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer	ASTM D1657
Standard Test Method for Effect of Heat and Air on Asphaltic Materials (Thin-Film Oven Test)	ASTM D1754
Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)	ASTM D1796
Standard Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1835
Standard Test Method for Volatility of Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1837
Standard Test Method for Copper Strip Corrosion by Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D1838
Standard Test Method for Naphthalene Hydrocarbons in Aviation Turbine Fuels by Ultraviolet Spectrophotometry	ASTM D1840
Standard Test Method for Residues in Liquefied Petroleum (LP) Gases	ASTM D2158
Standard Practice for Conversion of Kinematic Viscosity to Saybolt Universal Viscosity or to Saybolt Furol Viscosity	ASTM D2161
Standard Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene Concentrates by Gas Chromatography	ASTM D2163
Standard Test Method for Particulate Contaminant in Aviation Fuel by Line Sampling	ASTM D2276
Standard Test Method for Freezing Point of Aviation Fuels	ASTM D2386
Standard Test Method for Color of Dyed Aviation Gasolines	ASTM D2392
Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products	ASTM D2500
Standard Practice for Calculation of Certain Physical Properties of Liquefied Petroleum (LP) Gases from Compositional Analysis	ASTM D2598
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products by Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry	ASTM D2622
Standard Test Methods for Electrical Conductivity of Aviation and Distillate Fuels	ASTM D2624
Standard Test Method for Research Octane Number of Spark-Ignition Engine Fuel	ASTM D2699
Standard Test Method for Motor Octane Number of Spark-Ignition Engine Fuel	ASTM D2700
Standard Test Method for Water and Sediment in Middle Distillate Fuels by Centrifuge	ASTM D2709
Standard Test Method for Dryness of Propane (Valve Freeze Method)	ASTM D2713
Standard Test Method for Sulfur in Liquefied Petroleum Gases (Oxy-Hydrogen Burner or Lamp)	ASTM D2784
Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography	ASTM D2887
Standard Test Method for (Thiol Mercaptan) Sulfur in Gasoline, Kerosine, Aviation Turbine, and Distillate Fuels (Potentiometric Method)	ASTM D3227
Standard Test Method for Total Nitrogen in Lubricating Oils and Fuel Oils by Modified Kjeldahl Method	ASTM D3228
Standard Test Method for Phosphorus in Gasoline	ASTM D3231

Standard Test Method for Thermal Oxidation Stability of Aviation Turbine Fuels (JFTOT Procedure)	ASTM D3241
Standard Test Method for Acidity in Aviation Turbine Fuel	ASTM D3242
Standard Test Method for n-Heptane Insolubles	ASTM D3279
Standard Test Method for estimation of net combustion of aviation fuels	ASTM D3338
Standard Test Method for Lead in Gasoline - Iodine Monochloride Method	ASTM D3341
Standard Test Method for Determination of Benzene and Toluene in Finished Motor and Aviation Gasoline by Gas Chromatography	ASTM D3606
Standard Test Methods for Flash Point by Small Scale Closed Cup Tester	ASTM D3828
Standard Test Method for Determining Water Separation Characteristics of Aviation Turbine Fuels by Portable Separometer	ASTM D3948
Standard Test Method for Density and Relative Density of Liquids by Digital Density Meter	ASTM D4052
Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products	ASTM D4057
Standard Test Method for Free Water and Particulate Contamination in Distillate Fuels (Visual Inspection Procedures)	ASTM D4176
Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products	ASTM D4177
Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry	ASTM D4294
Standard Test Method for Electrical Conductivity of Liquid Hydrocarbons by Precision Meter	ASTM D4308
Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry	ASTM D4468
Standard Test Method for Estimation of Net Heat of Combustion of Aviation Fuels	ASTM D4529
Standard Test Method for Calculated Cetane Index by Four Variable Equation	ASTM D4737
Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)	ASTM D4809
Standard Specification for Automotive Spark-Ignition Engine Fuel	ASTM D4814
Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, tertiary-Amyl Alcohol and C1 to C4 Alcohols in Gasoline by Gas Chromatography	ASTM D4815
Standard Test Method for Estimation of Net and Gross Heat of Combustion of Burner and Diesel Fuels	ASTM D4868
Standard Test Method for Qualitative Analysis for Active Sulfur Species in Fuels and Solvents (Doctor Test)	ASTM D4952
Standard Test Method for Vapor Pressure of Gasoline and Gasoline-Oxygenate Blends (Dry Method)	ASTM D4953
Standard Test Methods for Lead in Gasoline by X-Ray Spectroscopy	ASTM D5059
Standard Test Methods for Determination of Aluminum and Silicon in Fuel Oils by Ashing, Fusion, Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry, and Atomic Absorption Spectrometry	ASTM D5184

Standard Test Method for Determination of Aromatic Content and Polynuclear Aromatic Content of Diesel Fuels and Aviation Turbine Fuels by Supercritical Fluid Chromatography	ASTM D5186
Standard Test Method for Vapor-Liquid Ratio Temperature Determination of Fuels (Evacuated Chamber Method)	ASTM D5188
Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Automatic Method)	ASTM D5190
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 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 (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 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 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 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 Evaluating Lubricity of Diesel Fuels by the High-Frequency Reciprocating Rig (HFRR) by Visual Observation	ASTM D7688
Environmental Protection Agency, Code of Federal Regulations Title 40 Part 80 – Regulation of Fuels and Fuel Additives.	
National Fire Protection Association, NFPA 58 LP-Gas Code, 2010 Ed.	

8. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales

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

9. Vigilancia de esta Norma

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

9.2. 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.

9.3. Lo anterior, 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.

9.4. El incumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana de Emergencia 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 de Emergencia entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, Distrito Federal, a 7 de octubre de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez**, **Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez**, **Noé Navarrete González**, **Jesús Serrano Landeros**, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

Anexo 1

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

1. Para efecto de complementar las obligaciones adicionales (2) y (3) de la Tabla 7 relativa a las especificaciones de calidad del diésel automotriz, se menciona lo siguiente:

1.1. A partir de la entrada en vigor de la presente Norma de Emergencia, el valor máximo de azufre total de 15 mg/kg será aplicable para las ZMVM, ZMG, ZMM y ZFN.

1.2. A partir del 1 de diciembre de 2015, el valor máximo de azufre total será de 15 mg/kg para los municipios cubiertos por los Corredores de distribución que se listan en el numeral 1.3.

1.3. 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 diésel ultra bajo azufre (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 indican a continuación:

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

I. Guanajuato: Silao;

II. Nayarit: Rosamorada;

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

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

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

I. Guanajuato: San Luis de la Paz;

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

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

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

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

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

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

II. Tamaulipas: Altamira, González y Tampico.

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

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

II. Tabasco: Lázaro Cárdenas;

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

IV. Todos los municipios de Yucatán y Quintana Roo.

Corredor 6. Carreteras que conducen desde Minatitlán a Oaxaca ;

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

Corredor 7. Carreteras que conducen hacia Guatemala:

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

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

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

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

I. Guerrero: Cuajinicuilapa, Chilpancingo y Leonardo Bravo.

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

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

Tlaxcala: El Carmen.

II. 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. Chihuahua: Aldama, Allende, Aquiles Serdán, Bachiniva, Balleza, Bocoyna, Camargo, Carichi, Coyame del Sotol, Cuauhtémoc, Cusihuiriachi, Chuihuahua, 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.

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 los corredores industriales y centros de población enunciados a continuación:

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

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

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

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

V. El municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua.

VI. El área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California.

Anexo 3

Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, 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.

2. Campo de aplicación

Este PEC debe aplicarse para evaluar la conformidad de los petrolíferos con la presente Norma Oficial Mexicana de Emergencia (en lo sucesivo la Norma de Emergencia).

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

3. Definiciones

Para efectos del presente PEC se establecen, además de las definiciones incorporadas en el capítulo 4 de esta Norma de Emergencia, las definiciones siguientes:

3.1 Acta circunstanciada: 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; consignación de los hechos evidenciados durante el desarrollo de la visita, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia;

3.2 Comisión: La Comisión Reguladora de Energía;

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

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

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 auxiliar las labores de evaluación de la conformidad de la presente Norma de Emergencia.

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

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

4. Disposiciones generales

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

4.2. La evaluación de la conformidad se lleva a cabo 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 ni ser empleado del propietario o solicitante de la verificación.

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

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

4.5. La violación a cualquiera de las disposiciones establecidas en este PEC, así como a lo establecido en las disposiciones legales, reglamentarias y normativas en materia de evaluación de la conformidad, conllevará la imposición de sanciones en términos de las leyes aplicables.

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

5. Procedimiento

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

5.2 La evaluación de la conformidad se realizará mediante el análisis de la información documental que entregue el visitado, misma que deberá tener relación directa con los puntos en los cuales se determinaron las especificaciones de calidad del petrolífero. La información deberá contener la evidencia del cumplimiento de las especificaciones de calidad indicadas en las Tablas 1 a la 13, según corresponda, 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 obtenidos de las especificaciones de calidad.

5.2.1 La UV o el TE debe verificar que los rubros siguientes se hayan implementado y documentado:

a. Los patrones utilizados en los instrumentos deben ser trazables a patrones nacionales, internacionales o extranjeros.

b. La calibración de los instrumentos utilizados para la determinación de las especificaciones de calidad de los petrolíferos haya sido realizada con la periodicidad recomendada en las Normas aplicables y, en su caso, siguiendo los procedimientos establecidos por el fabricante.

c. Los registros asociados a la toma de muestras, aseguramiento, custodia, traslado al laboratorio respectivo, así como la medición de las especificaciones de calidad de los petrolíferos.

d. Los informes de resultados de la determinación de las especificaciones de calidad de los petrolíferos hayan sido emitidos por un laboratorio de prueba acreditado en términos de la LFMN.

e. El personal encargado de las actividades de muestreo, aseguramiento, custodia, traslado al laboratorio respectivo y medición de las especificaciones de calidad, se encuentre debidamente capacitado para tal fin.

Para efecto de lo anterior, el Visitado deberá presentar la documentación que demuestre el cumplimiento de los incisos anteriores, avalados por Organismos de Tercera Parte debidamente autorizados en los términos de la LFMN y de las disposiciones jurídicas aplicables.

5.2.2 En Sistemas interconectados, 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 los sistemas interconectados.

5.2.3 En el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona o razón social, 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.

Lo anterior si, y solo si, el visitado hace entrega de información documental objetiva y fidedigna que, previa evaluación de la UV o el TE, demuestre, que derivado del cambio de propiedad o de custodia en los sistemas en los cuales se ha almacenado, transportado o distribuido los petrolíferos, éstos no tuvieron alteración y cumplen con los parámetros establecidos en las tablas de la presente Norma de Emergencia.

5.3 El productor, importador, almacenista, transportista, distribuidor y el expendedor al público deberán obtener cada seis meses 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.

5.4 El dictamen se elaborará considerando lo establecido en los numerales 4, 5 y 6 de esta Norma de Emergencia, y con base en los informes de resultados emitidos por laboratorios de pruebas acreditados y aprobados en los términos de la LFMN y su Reglamento.

5.5 Para la correcta aplicación de este PEC por parte de la UV o el TE, es necesario consultar y aplicar, además de las referencias indicadas en el capítulo 3 de esta Norma, la 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 solicitante de la verificación, debe establecer los términos y las condiciones de los trabajos de verificación, y registrar para tal efecto:

1. Fecha de recepción de la solicitud de la verificación.

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

3. Nombre o razón social del solicitante de la verificación.

4. Nombre comercial, en su caso.

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

6. Para personas físicas, la Clave Única del Registro de Población (CURP), el número de folio de la credencial para votar del Instituto Nacional Electoral (INE), la matrícula de la cartilla militar o el número de pasaporte. En caso de ser extranjero, el folio de la Forma Migratoria.

7. Domicilio de las instalaciones a verificar, que incluya:

i) Calle, ii) número exterior, iii) número interior, en su caso, iv) colonia o Población, v) municipio o delegación, vi) Código Postal, vii) ciudad, viii) Entidad Federativa, ix) número de teléfono fijo o celular, x) número de fax y xi) dirección de correo electrónico.

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

i) Nombre y apellidos, ii) Para ciudadanos mexicanos, deberá registrar cualquiera de los siguientes documentos: iii) Clave Única del Registro de Población (CURP), iv) Número de folio de la credencial para votar del Instituto Nacional Electoral (INE), v) Matrícula de la cartilla militar, vi) Número de pasaporte. Los extranjeros deberán registrar i) nombre y apellidos y folio de la Forma Migratoria, ii) número de teléfono fijo o celular, iii) número de fax y iv) dirección de correo electrónico.

9. Características de la instalación donde se realizará la verificación:

a) Producción.

b) Punto de entrada o cambio de custodia en la importación.

c) Transporte.

d) Almacenamiento.

e) Distribución.

f) Expendio al público, o instalaciones donde se enajenen y suministren petrolíferos en territorio nacional.

10. Nombre del o de los petrolíferos a verificar.

5.7 En cada visita, la UV o el TE debe verificar 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 la elaboración 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 debe entregar a la UV o al TE la información relacionada con el muestreo, medición, métodos de prueba y calibración de equipos utilizados para la determinación de las especificaciones de calidad de los petrolíferos que hayan estado bajo su custodia, según la modalidad de la actividad permisionada de que sea titular, así como certificados, registros e informes de resultados de dichas especificaciones, en los términos y alcances señalados en el numeral 5.2 del presente PEC.

6.2 La información que deberá proporcionar el visitado corresponderá con los registros y documentos relacionados con la información a que se refiere el numeral inmediato anterior. Con relación a la verificación semestral, la información será aquella generada a partir de la entrada en vigor de la presente Norma de Emergencia y, en su caso, aquella correspondiente a un máximo de tres meses dentro del periodo semestral de la verificación correspondiente.

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

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

Sólo se dará continuidad a los actos inherentes a la verificación si, y solo si el visitado entrega información suficiente que permita dar cumplimiento a este numeral.

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.

8. Dictamen

8.1 La UV o el TE, con base en la información documental recabada, 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, el informe de resultados cuando no se surta el cumplimiento de esta Norma de Emergencia.

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 tomó la muestra; registros analizados y pruebas testificadas.

8.3 La UV o el TE hará del conocimiento y entregará al solicitante de la evaluación de la conformidad el dictamen correspondiente para los efectos que procedan. Dicho dictamen deberá estar firmado por el verificador 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 trimestre calendario a la Comisión sobre los dictámenes de verificación expedidos o, en su caso, entregar el aviso de no expedición de dictámenes, dentro del plazo de diez días naturales siguientes al vencimiento de cada trimestre calendario.

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

9.3 El Dictamen de Verificación será expedido por la UV o por el TE sólo si ha constatado que los petrolíferos, según se trate, cumplen con las especificaciones de calidad establecidas en esta Norma de Emergencia. Dicho dictamen debe estar soportado por las actas de evaluación de la conformidad, debidamente llenadas 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 o razón social, las pruebas de control recomendadas son las descritas en las tablas siguientes. En caso de que alguna de las pruebas establecidas en estas tablas no resulte aprobatoria, se deberán realizar las pruebas correspondientes contenidas en las Tablas 1 a la 13 de la Norma de Emergencia.

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

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

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

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

Propiedad / Concepto / Actor[(1)]	Temperatura de destilación a 90 °C	Temperatura de inflamación	Número y/o Índice de cetano [(2)]	Azufre
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 caso del productor, aplican las pruebas establecidas en las Tablas 7 y 9 de la Norma de Emergencia.

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

Tabla A.3 Pruebas de control recomendadas a Turbosina

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

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

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

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

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

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

Tabla A.5 Pruebas de control recomendadas a Gas avión (Avgas)

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

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

Propiedad / Concepto / Actor[(1)]	Presión de Vapor	Periodo de inducción	RON	MON	(RON+MON)/2	Aromáticos	Olefinas	Benceno	Azufre	Gravedad Específica 20/4 °C	Temperaturas de destilación
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 caso del productor, aplican las especificaciones de calidad establecidas en la Tabla 12 de la Norma de Emergencia

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

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

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

---