

RESPUESTAS a los comentarios recibidos respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos, publicado el 12 de mayo de 2016. (Continúa de la Tercera Sección)

(Viene de la Tercera Sección)

<p>2. Considerar a los Estados Unidos como una fuente natural de suministro de Diésel importado hacia México y aceptar el estándar ASTM D975 para el Diésel, que especifica un número de Cetano de 40 y requiere ya sea el índice de 40 o el volumen de aromáticos de máximo 35% como especificaciones en ASTM D975.</p> <p>Tesoro estima que esta unificación de los estándares de Diésel a través de la frontera de los Estados Unidos y México beneficiaría a los consumidores con un menor costo del producto debido a la maximización de las operaciones para cumplir con un solo estándar, ya que no se incurriría en costos adicionales de producción y logística asociados con la separación de los productos por calidades.</p> <p>Esta recomendación es consistente con las importaciones Mexicanas de Diésel actuales y de años anteriores desde los Estados Unidos y también es consistente con la norma de especificaciones de Diésel ASTM D975. Por lo tanto, la recomendación es mantener la flexibilidad actual del Número de Cetano O del Índice.</p> <p>La aceptación de las especificaciones de Diésel como son prescritas en los Estados Unidos proporcionaría un suministro constante y confiable a México desde su fuente más cercana. Ello minimizaría costos de entrega para transportar el producto a México vs otras fuentes internacionales.</p> <p>Otros países que también consideran el Número O el Índice de Cetano son por ejemplo Chile, Perú, Colombia, Brasil, Paraguay, así como otros países en Centro América que compiten por las exportaciones de Estados Unidos.</p>	
<p>EXXON</p> <p>Establece que los límites de cetanos son de 45 mínimos. Estos límites de cetanos son más restrictivos que los grados de los Estados Unidos (40 mínimo). Restringir en exceso el nivel de cetanos reducirá la flexibilidad de suministro, incluyendo importaciones de los Estados Unidos, y puede incrementar el costo de producción y suministro.</p> <p>En la práctica, el beneficio de una calidad superior de Cetanos es un desempeño mejorado de arranque en frío. Dado que la población de vehículos de diésel en México es similar a la de los Estados Unidos, y sus temperaturas ambientes son casi todas más altas, no hay un beneficio real en el incremento del requerimiento de Cetanos para México y restringe las opciones de suministro.</p> <p>Por lo tanto, se recomienda cambiar el requerimiento de cetanos nuevamente a 40 mínimo, como se sugiere en la especificación propuesta previamente en la "resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía modifica la NOM-EM-005-CRE-2015, especificaciones de calidad de los petrolíferos".</p> <p>La tabla debe hacer referencia a las especificaciones del número de cetano "O" índice de cetano. De lo contrario, se interpreta como requerir ambos, y los dos no siempre podrían estar disponibles. Hay muy pocos motores de cetanos en operación disponibles, lo que hace que el número de cetano de ASTM D613 sea un resultado difícil de obtener en muchos casos. Por lo tanto, se necesita un Índice de Cetano como una alternativa, no como un requerimiento adicional.</p>	<p>No procede: Ver respuesta al comentario número 160 y 162.</p>

<p>Sica medición</p> <p>Número Derivado de Cetano Como alternativa tecnológica al cálculo de índice de Cetano, sugerimos el Número Derivado de Cetano.</p> <table border="1" data-bbox="354 373 886 474"> <thead> <tr> <th>Método</th> <th>Repetibilidad (r)</th> <th>Reproducibilidad (R)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>D7668</td> <td>0.0198 x (DCN-21)</td> <td>0.0463 (DCN – 21)</td> </tr> <tr> <td>D7170</td> <td>0.71</td> <td>N/D</td> </tr> <tr> <td>D6890</td> <td>0.76</td> <td>0.0987 x (DCN-17.67)</td> </tr> </tbody> </table> <p>De acuerdo con los valores de Repetibilidad y Reproducibilidad publicados para los métodos D689018, D717019 y D7668-0, sugerimos que el método oficial para la determinación de número derivado de Cetano sea el método D7668 y los métodos D7170 y D6890 sean definidos como alternativos.</p>	Método	Repetibilidad (r)	Reproducibilidad (R)	D7668	0.0198 x (DCN-21)	0.0463 (DCN – 21)	D7170	0.71	N/D	D6890	0.76	0.0987 x (DCN-17.67)	<p>No procede</p> <p>El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p> <p>Se propone realizar una evaluación posterior del asunto mediante un grupo técnico en los términos establecidos en el Transitorio Sexto de la Norma.</p>			
Método	Repetibilidad (r)	Reproducibilidad (R)														
D7668	0.0198 x (DCN-21)	0.0463 (DCN – 21)														
D7170	0.71	N/D														
D6890	0.76	0.0987 x (DCN-17.67)														
<p>EXXON</p> <p>Número de Cetano Derivado</p> <p>El Número de Cetano Derivado (DCN, por sus siglas en inglés) se debe incluir como una alternativa aceptable para el número de cetano. Recientemente, varias pruebas de bomba de volumen constante que generan Número de Cetano Derivado se han llevado a los laboratorios, haciendo que OCN esté más disponible. ASTM D6890, D7170, 07668 son todos de este tipo, que ya están enlistados en su listado ASTM al final del anteproyecto de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de Calidad de los Petrolíferos.</p> <p>Se recomienda que el número de cetano / índice de cetano sea una especificación "O". También se sugiere permitir el Número de Cetano Derivado como alternativa aceptable para el número de cetano (al límite propuesto anteriormente de 40 como mínimo)</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en los términos de las respuestas a los comentarios 157 y 162.</p>															
<p>Pedro Ismael Hernández Delgado</p> <table border="1" data-bbox="293 1188 932 1493"> <thead> <tr> <th colspan="3">Nombre del producto:</th> <th colspan="2">Valor límite</th> </tr> <tr> <th>Propiedad</th> <th>Unidad</th> <th>Método de prueba</th> <th>Diésel Automotriz</th> <th>Diésel agrícola/marino</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Azufre</td> <td>mg/kg (ppm)</td> <td>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)</td> <td>15 promedio 30 máximo² 500 máximo resto del país</td> <td>500 máximo</td> </tr> </tbody> </table> <p>Establecer para la especificación del contenido de azufre en el Diésel automotriz, límite promedio mensual (15 ppm) y valor máximo permitido por lote específico (30 ppm), al igual como se maneja el azufre de la gasolina, lo anterior no demerita en la calidad de la gasolina, pero si le otorga flexibilidad operacional al operador, tanto en las refinerías como en las áreas de Distribución</p>	Nombre del producto:			Valor límite		Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel Automotriz	Diésel agrícola/marino	Azufre	mg/kg (ppm)	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	15 promedio 30 máximo ² 500 máximo resto del país	500 máximo	<p>No procede</p> <p>En la práctica internacional, el cumplimiento de valores límite como el azufre con base promedio anual (ver 40 CRF Part 80 de la EPA), sólo se establece para gasolinas, y en el caso del diésel es galón por galón, por lo que la propuesta no se justifica.</p>
Nombre del producto:			Valor límite													
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel Automotriz	Diésel agrícola/marino												
Azufre	mg/kg (ppm)	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	15 promedio 30 máximo ² 500 máximo resto del país	500 máximo												

ASOCIACIÓN NACIONAL DE PRODUCTORES DE AUTOBUSES, CAMIONES Y TRACTOCAMIONES			No procede En EU, como en otros países, la transición de concentraciones de contaminantes a valores inferiores se implementó en forma gradual, como es el caso del azufre, y, en promedio duró 7 años, como resultado de inversiones, modificaciones a los procesos de refinación e incentivos de diversa índole, entre otros. La propuesta presentada carece de los elementos que permiten evaluar los impactos y beneficios en este momento cuando en México todavía están en proceso la implementación de modificaciones a los procesos de refinación nacionales que permiten la producción tanto de gasolinas como de diésel de ultra bajo azufre. En este contexto, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, evaluará la propuesta al interior del Grupo Técnico a que se refiere el Transitorio Sexto de la Norma, considerando las mejores prácticas de la industria e instrumentos disponibles de apoyo como incentivos fiscales, costos y beneficios asociados.															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Nombre del producto:</th> <th colspan="2">Valor límite</th> </tr> <tr> <th>Propiedad</th> <th>Unidad</th> <th>Método de prueba</th> <th>Diésel Automotriz</th> <th>Diésel agrícola/marino</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Azufre</td> <td>mg/kg (ppm)</td> <td> 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) </td> <td> 10 máximo² 500 máximo resto del país </td> <td>500 máximo</td> </tr> </tbody> </table>			Nombre del producto:			Valor límite		Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel Automotriz	Diésel agrícola/marino	Azufre	mg/kg (ppm)	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	10 máximo ² 500 máximo resto del país	500 máximo	
Nombre del producto:			Valor límite															
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel Automotriz	Diésel agrícola/marino														
Azufre	mg/kg (ppm)	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	10 máximo ² 500 máximo resto del país	500 máximo														
<p>Mantenemos nuestra posición respecto a que se incluyan las mismas características señaladas en la TABLA 7 para diésel automotriz del proyecto señalado en la CARTA MUNDIAL DE COMBUSTIBLES (Worldwide Fuel Chart, fifth edition, september 2013, category 4, diésel fuel o posterior), la cual solicitamos se integre la misma como una referencia en el proyecto de norma como parte de las "Referencias documentales Internacionales" utilizadas en el diseño, construcción y operación de los motores que se integran a los vehículos nuevos destinados al servicio de carga y pasaje. Entre los que se encuentran:</p> <p>Contenido máximo de azufre 10 mg/kg</p>																		
Sica medición Azufre La especificación D975-15c en el inciso 5.1.817 define el método D5453 como el método árbitro (Referee) para la determinación de azufre, para los grados S15, por lo cual sugerimos que se siga la misma práctica de definir el método D5453 como método oficial.			No procede El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.															

<p>ASOCIACIÓN DE COMBUSTIBLES EFICIENTES DE LATINOAMÉRICA CENTRO MEXICANO DE DERECHO AMBIENTAL</p> <p>El uso de combustibles con un contenido de azufre mayor a 30 partes por millón (ppm) en gasolinas y 15 ppm en diésel -considerados no ultra bajos en azufre (UBAs)- reduce la efectividad de los convertidores catalíticos (Carta Mundial de Combustibles, 2013), eventualmente eliminando su actividad catalítica por completo. Considerando que los convertidores catalíticos son un componente clave para reducir las emisiones de tubo de escape, aquellos que hayan sido envenenados con azufre eventualmente tienen que ser reemplazados, lo cual representa un costo que el consumidor tiene que absorber. Durante el lapso que el convertidor no sea repuesto, el vehículo tendrá un mayor potencial de generar emisiones por arriba de la norma.</p> <p>Con base en estos datos, y reconociendo que el regulador tiene la obligación de comunicarle a los consumidores finales los riesgos documentados de consumir un producto específico, recomendamos que la NOM-016 establezca la necesidad de incluir etiquetado de advertencia en los dispensadores de gasolinas para combustibles con un contenido de azufre mayor a 15 ppm para diésel</p>	<p>No procede</p> <p>La Norma establece especificaciones de calidad de los petrolíferos; el presente comentario se tutela a través de regulaciones de información comercial.</p> <p>El grupo técnico referido en el Transitorio Sexto de la Norma, recomendará el mejor instrumento relativo a la información comercial.</p>
--	---

<p>CENTRO MEXICANO DE DERECHO AMBIENTAL</p>					<p>No procede No procede</p> <p>La Norma establece especificaciones de calidad de los petrolíferos; el presente comentario se tutela a través de regulaciones de información comercial.</p> <p>El grupo técnico referido en el Transitorio Sexto de la Norma, recomendará el mejor instrumento relativo a la información comercial.</p>
<p>Nombre del producto:</p>			<p>Valor límite</p>		
<p>Propiedad</p>	<p>Unidad</p>	<p>Método de prueba</p>	<p>Diésel Automotriz</p>	<p>Diésel agrícola/marino</p>	
<p>Azufre</p>	<p>mg/kg (ppm)</p>	<p>Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía (ASTM D 4294)</p> <p>Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)</p>	<p>10 máximo</p>	<p>10 máximo</p>	
<p>El azufre (cuyo principal precursor son las fuentes vehiculares) produce cambios en la función pulmonar en asmáticos y exacerba los síntomas respiratorios en individuos sensibles aumentando la propensión de contraer infecciones en el sistema respiratorio y cáncer el pulmón.</p> <p>Asimismo, y como lo establece el marco jurídico actual, la distribución de Diésel de UBA de 10ppm, debe ser una prioridad del gobierno federal para mejorar los estándares de calidad de combustibles y aire. Es preciso que el gobierno invierta en infraestructura que permita abastecer el mercado nacional con combustibles de bajo azufre a partir del 2017, una vez que esta norma entre en vigor.</p> <p>Nosotros como Organizaciones de la Sociedad Civil, y en contadas ocasiones lo mencionamos en las reuniones del grupo de trabajo, insistimos en que no se puede posponer aún más la responsabilidad del gobierno en garantizar a través de los sujetos obligados; sin importar si son empresas productivas del estado o competidores internacionales, a no cumplir con parámetros más estrictos de calidad de combustibles.</p>					

<p>INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD</p> <p>La tendencia internacional es hacia la continua reducción en el contenido de azufre en diésel y gasolinas. El estándar de bajo azufre propuesto en la NOM 016 (30/80 ppm para gasolinas y 15 ppm para diésel) es equivalente al estándar mínimo actual en Estados Unidos (Tier 2) pero no corresponde con los estándares más estrictos a nivel internacional. Además, se espera que el próximo año se adopte un nuevo estándar de 10 ppm en Estados Unidos al mismo tiempo que en la Unión Europea también es muy probable que pronto reduzcan aún más el contenido de azufre de sus combustibles. De esta forma, nuestra nueva NOM 016 se volvería "obsoleta" en poco tiempo respecto de las mejores prácticas internacionales y nuestros principales socios comerciales. Para poder lograr una transición gradual hacia dichas buenas prácticas, y aprovechando el trabajo realizado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), recomendamos:</p> <p>Garantizar el abastecimiento de diésel ultra bajo azufre (UBA) en todo el país (15 ppm), a más tardar el primer día del 2018. Esto es clave para destrabar la publicación de la NOM-044-SEMARNAT-2006 y que mejoraría el control de emisiones de vehículos pesados a diésel.</p> <p>Requerir un etiquetado a los distribuidores que abastezcan el diésel UBA.</p>	<p>No procede.</p> <p>El primer comentario se atiende en términos de la respuesta al comentario 169.</p> <p>El segundo comentario se atiende en términos de la respuesta al comentario 171.</p>
---	--

<p>Chevron</p>					<p>Sí procede</p> <p>El Artículo 78 de la LH establece que las especificaciones de calidad de los petrolíferos deberán establecerse en normas oficiales mexicanas que expida la Comisión, las cuales deberán corresponder con los usos comerciales nacionales e internacionales, en cada etapa de la cadena de producción y suministro.</p> <p>Se modifica esta especificación en la Tabla 7 para ser congruentes con el estándar ASTM D 975</p> <p>Asimismo, el diseño mecánico y condiciones operativas de los motores tienen una influencia más relevante en el depósito de carbón comparado con el residuo de carbón del mismo combustible, por lo que la determinación de este parámetro da como resultado una aproximación burda de la tendencia relativa a la formación de depósitos; si se ajusta la especificación al valor propuesto, no implicará un cambio crítico a ésta.</p>
<p>Nombre del producto:</p>			<p>Valor límite</p>		
<p>Propiedad</p>	<p>Unidad</p>	<p>Método de prueba</p>	<p>Diésel Automotriz</p>	<p>Diésel agrícola/marino</p>	
<p>Residuos de carbón (en 10 % del residuo)</p>	<p>% masa</p>	<p>Residuos de carbón mediante prueba Ramsbottom de productos de petróleo (ASTM D 524)</p>	<p>0.35 máximo</p>	<p>0.35 máximo</p>	
<p>ASTM D975 contiene una especificación para Residuos de Carbón Ramsbottom (en 10% del residuo de la destilación) de 0.35% en masa como máximo según ASTM D524. La Tabla 7 la enumera como 0.25% en masa como máximo. Sugerimos que se ajuste el límite para que concuerde con ASTM D975 para efectos de la congruencia con las especificaciones de la industria en Estados Unidos.</p>					

	<p>Flint Hills Resources Residuo de Carbono (en 10% de Residuo) - FHR recomienda elevar el valor límite para máximo de 0,35 en % de masa. El límite del valor de residuo de carbono de 0,25% en masa que se ha propuesto en el Proyecto es significativamente inferior al valor límite de residuos de carbono de 0,35% en masa de la norma ASTM D975 para combustible diésel de Grado N° 2-0. Con esta recomendación de elevar el límite se proporcionaría una mayor flexibilidad para producir productos conformes, proporcionaría claridad para los productores de petróleo, importadores y proveedores de almacenamiento, y promovería una mayor uniformidad en el cumplimiento de la especificación.</p>	<p>Sí procede. Se atiende en los mismos términos del comentario 174 anterior.</p>															
	<p>Intertek</p> <table border="1" data-bbox="290 596 935 709"> <thead> <tr> <th colspan="3">Nombre del producto:</th> <th colspan="2">Valor límite</th> </tr> <tr> <th>Propiedad</th> <th>Unidad</th> <th>Método de prueba</th> <th>Diésel Automotriz</th> <th>Diésel agrícola/marino</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del producto:			Valor límite		Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel Automotriz	Diésel agrícola/marino						<p>No procede El alcance del método es aplicable a combustibles. El estándar ASTM D975, <i>Standard Specification for Diesel Fuel Oils</i>, establece que la determinación de agua y sedimento es aplicable para el grado 4-D, cuya viscosidad varía entre 5.5 a 24.0 mm²/s.</p>
Nombre del producto:			Valor límite														
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel Automotriz	Diésel agrícola/marino													
	<table border="1" data-bbox="290 795 841 850"> <tr> <td>(ASTM D 2709, ASTM D1796)</td> <td>0.05 máximo</td> <td>0.05 máximo</td> </tr> </table> <p>Se sugiere incluir el método ASTM D1796 para determinación de agua y sedimento.</p>	(ASTM D 2709, ASTM D1796)	0.05 máximo	0.05 máximo													
(ASTM D 2709, ASTM D1796)	0.05 máximo	0.05 máximo															
	<p>EXXON La Tabla 7 establece que los límites de aromáticos son de 30 máximo [% volumen] para diésel automotriz y diésel marino/ agrícola. Estos límites de aromáticos son más restrictivos que los grados de los Estados Unidos, donde la única referencia a los Aromáticos es como un límite alternativo al Índice de Cetanos (a 35%). El restringir en exceso el nivel de aromáticos reducirá la flexibilidad de suministro, incluyendo las importaciones de los Estados Unidos, puede incrementar el costo de producción y suministro. El límite máximo del 30% de aromáticos tiene poco o casi ningún beneficio, por lo que proponemos que se cambie a "Informar" Número / índice de Cetano.</p>	<p>Procede parcialmente El Artículo 78 de la LH establece que las especificaciones de calidad de los petrolíferos deberán establecerse en normas oficiales mexicanas que expida la Comisión, las cuales deberán corresponder con los usos comerciales nacionales e internacionales, en cada etapa de la cadena de producción y suministro. Se fija el contenido de aromáticos en 35% volumen máximo con objeto de garantizar la disponibilidad tanto en la producción del diésel como en su suministro. En el caso del índice y número de cetano, se podrá realizar una de las dos pruebas, tal como se detalla en la respuesta al comentario 162 .</p>															
	<p>SEMARNAT Diésel Automotriz Corregir el contenido de aromáticos en porcentaje volumen, ya que el máximo establecido en el proyecto de norma definitiva corresponde a un índice y número de cetano de 48 mínimo, por lo que es necesario ajustar dicho parámetro al cetaneaje de 45 mínimo. Como principio general a mayor cetaneaje menor contenido de aromáticos.</p>	<p>Con el objeto de garantizar la mayor disponibilidad del diésel en el mercado más relevante para México, el contenido de aromáticos se fija en 35 % vol. máximo, y se mantiene el índice/número de cetano de 45 mínimo.</p>															

<p>Valero</p> <p>La especificación para el combustible diésel producido en los Estados Unidos de América (excepto California) requiere un contenido máximo total de compuestos aromáticos del 35% (o un índice de cetano mínimo de 40). Por las mismas razones que justifican la armonización de las especificaciones de la gasolina (es decir, disponibilidad del producto, mayor competencia y menores precios de importación), Valero sugiere que el contenido máximo de compuestos aromáticos para el diésel sea modificado a un 35% en lugar de 30%.</p> <p>La CRE ha expresado su interés en entender el impacto específico en los precios al requerir un menor contenido aromático para el diésel, así como el revisar cualquier información en posesión de Valero mostrando que un mayor contenido aromático no tiene un efecto adverso en las emisiones de ozono. Valero ha analizado los costos asociados con la producción de diésel con un contenido aromático inferior al de la especificación actual en los Estados Unidos de América y considera que el cumplir con la especificación de un 30% de compuestos aromáticos resultaría en costos adicionales de aproximadamente .75 cpg o \$31,500 por cada 100,000 barriles de diésel importado a México.</p> <p>En relación a los efectos de emisión atribuibles a las propiedades de combustible sin azufre (tales como el contenido de componentes aromáticos), Valero señala los comentarios de la EPA publicados como parte del proceso de reglamentación de dicha agencia para los requisitos de azufre en el combustible diesel.³ Específicamente, la EPA determinó que:</p> <p><i>"Las propiedades del combustible sin azufre a menudo promocionadas como buenos candidatos para reducir las emisiones de los motores de carga pesada son el índice de cetano y el contenido de componentes aromáticos. De acuerdo a las correlaciones entre las propiedades del combustible y las emisiones que se han presentado en los diversos documentos publicados, los efectos son bastante pequeños. Hemos estimado que un aumento en el índice de cetano de 44 a 50 reduciría las emisiones de NOx y PM en alrededor 1 por ciento para la flota en uso en el año calendario 2004. Del mismo modo, una reducción en el contenido total de componentes aromáticos del 34 por ciento del volumen al 20 por ciento del volumen reduciría las emisiones de NOx y PM en alrededor 3 por ciento. Esperamos que los cambios en otras propiedades del combustible para reducir las emisiones no sean mayores que estos efectos. Estas reducciones son insignificantes en comparación con los beneficios de emisión proyectados como resultado de la propuesta de hoy [es decir, establecer nuevos requisitos para dispositivos de control de emisiones catalíticas], lo que se lograría a un costo de refinación considerable. Como resultado, en este momento no consideramos que es conveniente exigir cambios a propiedades de combustible de diésel sin azufre como medio para producir reducciones en las emisiones de salida de los motores."</i>⁴</p> <p>Los comentarios de la EPA señalan que los esfuerzos para controlar las emisiones de los combustibles diésel se deben centrar en la tecnología de las emisiones de escape del fabricante de motores junto con los estándares más bajos de azufre (para garantizar que el mayor contenido de azufre no dañe dichos dispositivos de control de emisiones catalíticas) en lugar de intentar reducir el contenido de compuestos aromáticos. El requerir una reducción en el contenido aromático del estándar actual en los Estados</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se fija el contenido de aromáticos en 35% volumen máximo con objeto de garantizar la disponibilidad tanto en la producción del diésel como en su suministro.</p>
---	--

	<p>Unidos de América del 35% al 30%, probablemente tendría (tal y como lo indicó la EPA) un impacto "insignificante" en la reducción de emisiones y resultaría en un mayor costo para el mercado mexicano. En su lugar, la reducción del contenido de azufre (o alinearlo a los estándares de los Estados Unidos de América) sería más rentable y una forma más dramática de reducir las emisiones del combustible diésel.</p>	
	<p>Los comentarios de la EPA señalan que los esfuerzos para controlar las emisiones de los combustibles diésel se deben centrar en la tecnología de las emisiones de escape del fabricante de motores junto con los estándares más bajos de azufre (para garantizar que el mayor contenido de azufre no dañe dichos dispositivos de control de emisiones catalíticas) en lugar de intentar reducir el contenido de compuestos aromáticos. El requerir una reducción en el contenido aromático del estándar actual en los Estados Unidos de América del 35% al 30%, probablemente tendría (tal y como lo indicó la EPA) un impacto "insignificante" en la reducción de emisiones y resultaría en un mayor costo para el mercado mexicano. En su lugar, la reducción del contenido de azufre (o alinearlo a los estándares de los Estados Unidos de América) sería más rentable y una forma más dramática de reducir las emisiones del combustible diésel.</p>	

	<p>Sica medición Aromáticos Sugerimos que se incluya el método D5186 como método oficial para la determinación de contenido de aromáticos, ya que los resultados para D5186 son estadísticamente más precisos que para el D1319, según lo publicado en la guía para métodos de pruebas ASTM¹.</p>	<p>No procede El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p>
	<p>Flint Hills Resources Lubricidad - FHR recomienda que los requisitos de lubricidad sean satisfechos en las instalaciones del proveedor de almacenamiento o en las instalaciones de carga de camiones cisterna. Según la propuesta de Proyecto de Norma, los productores de productos derivados del petróleo serían responsables por cumplir con el valor límite para lubricidad. Sin embargo, los aditivos de lubricidad se añaden comúnmente en las ubicaciones del proveedor de almacenamiento (es decir, bastidores de carga de terminales). Consideramos que nuestra propuesta de modificación se alinearía con la aplicación de aditivo de lubricidad de Estados Unidos. La aceptación de nuestra recomendación permitiría a los productores e importadores de productos derivados del petróleo producir combustible diésel conforme, estando conscientes de que el límite de valor de lubricidad se</p>	<p>Sí procede Esto ya lo considera la Norma en la Tabla 7 en la obligación adicional (4); sin embargo, para mayor claridad, se agrega un párrafo en el numeral 4.1 de la Norma. Para cumplir con la especificación de lubricidad, el producto podrá aditivarse en las instalaciones de almacenamiento o distribución previo al expendio al público; la prueba correspondiente al petrolífero final deberá realizarla el Permissionario que lleve a cabo la aditivación.</p>

	<p>lograría mediante el uso de aditivos de lubricidad por los proveedores de almacenamiento o distribuidores.</p>	
	<p>ASOCIACIÓN NACIONAL DE PRODUCTORES DE AUTOBUSES, CAMIONES Y TRACTOCAMIONES</p> <p>Mantenemos nuestra posición respecto a que se incluyan las mismas características señaladas en la TABLA 7 para diésel automotriz del proyecto señalado en la CARTA MUNDIAL DE COMBUSTIBLES (Worldwide Fuel Chart, fifth edition, September 2013, category 4, diésel fuel o posterior), la cual solicitamos se integre la misma como una referencia en el proyecto de norma como parte de las "Referencias documentales Internacionales" utilizadas en el diseño, construcción y operación de los motores que se integran a los vehículos nuevos destinados al servicio de carga y pasaje. Entre los que se encuentran: Lubricidad máxima de 400 micrones.</p>	<p>No procede</p> <p>El Artículo 78 de la LH establece que las especificaciones de calidad de los petrolíferos deberán establecerse en normas oficiales mexicanas que expida la Comisión, las cuales deberán corresponder con los usos comerciales nacionales e internacionales, en cada etapa de la cadena de producción y suministro.</p> <p>La lubricidad se establece en un máximo de 520 micrones, con objeto de garantizar la disponibilidad tanto en la producción del diésel como en su suministro.</p>
	<p>Sica medición</p> <p>Lubricidad La especificación D975-15c en el inciso 5.1.1317 define el método D6079 como método arbitro (Referee) para la determinación de lubricidad, por lo cual sugerimos que se siga la misma práctica de definir el método D6079 como método oficial.</p>	<p>No procede</p> <p>El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo señalado en el artículo 49 de la LFMN, esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción, dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p>

	<p>EXXON</p> <p>La Tabla 7 "Especificaciones del Diésel" contiene una especificación de lubricidad igual al límite de los Estados Unidos (520 micras máx. de marcas de desgaste o "wear scar"). Esto normalmente se logra en el diésel de bajo azufre con un aditivo. Se pueden agregar aditivos de lubricidad en diversos puntos en la cadena de suministro (por ej., en la terminal final). Si el diésel se transporta en ducto que también transporta turbosina, el combustible se debe transportar sin aditivo de lubricidad y se debe inyectar en la terminal.</p>	<p>Sí procede.</p> <p>Se atiende en los mismos términos para el comentario 181.</p>
--	--	--

	<p>Shell</p> <p>Las especificaciones en la norma para el diésel incluyen un requisito de reporte para los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) asociado con el método de prueba D5186 que no está generalmente disponible en las refinerías de los principales países exportadores. Además, en el proyecto de norma existe otra especificación para medir los aromáticos totales a través del método de prueba D1319, el cual consideramos suficiente para este fin. Con base en lo anterior sugerimos eliminar la prueba D5186.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se elimina el método de prueba, toda vez que la especificación de hidrocarburos aromáticos policíclicos se eliminará de las especificaciones de la Tabla 7 por no ser un parámetro que controle o mitigue riesgos a la salud o al medio ambiente, y que ésta puede ser cubierta con el contenido total de aromáticos.</p>
	<p>Flint Hills Resources</p> <p>Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (PAH - Polycyclic Aromatic Hydrocarbons) - Recomendamos la eliminación de este valor límite en la Tabla 7.</p> <p>El análisis de PAH no es ampliamente utilizado por la industria de la refinación del petróleo, y la prueba en la certificación de combustible es típicamente no disponible. No tenemos claro por qué México estaría requiriendo este parámetro. La presencia de PAH no afecta de cualquier manera las características de combustión del combustible diésel. Por tanto, consideramos que un requisito adicional para prueba e informe de PAH no agrega valor alguno y no sería necesario como un indicador de rendimiento del combustible diésel.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en los términos de la respuesta al comentario 185.</p>
	<p>Pemex Eliminar HAP</p> <p>La especificación en EUA, ASTM D 975-15c no requiere este parámetro y basta con reportar los aromáticos utilizando el método ASTM D 1319.</p> <p>No obstante, el combustible de prueba regulado por la EPA 40 CFR parte 1065 artículo 1065.703 establece que el mínimo de aromáticos (remanente deberá ser parafinas, naftenos y olefinas) es de 100 g/kg utilizando la prueba ASTM D 5186.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en los términos de la respuesta al comentario 185.</p>

	<p>Chevron</p> <p>Al igual que con la gasolina, Chevron recomienda que esta regulación permita la adición de aditivos de lubricidad al diésel en la terminal de carga de camiones. Esto se debe a la posibilidad de que se despojen los surfactantes del diésel terminado cuando se transporte por sistemas no dedicados como ductos de múltiples productos, mismo que podría ocasionar la contaminación de otros productos de petróleo. Si se permite la adición de aditivos en la terminal de carga de camiones, las partes obligadas podrán asegurar que su diésel cumpla con todas las especificaciones requeridas</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en los mismos términos de la respuesta al comentario 181.</p>
--	---	--

<p>Sica medición</p> <p>Conductividad Los métodos D2624 y D4308 tienen rangos de aplicación muy diferentes. El método D4308 es recomendable para conductividades menores a 1 pS/m, debido a que el requerimiento mínimo de conductividad de la norma es de 25 pS/m sugerimos que el método D2624 sea designado como oficial y el D4308 como alternativo.</p>	<p>No procede</p> <p>Se atiende en los mismos términos de la respuesta al comentario 183.</p>
<p>EXXON</p> <p>La especificación de la temperatura de nublamiento para diésel en la tabla 7 "Especificaciones del Diésel" se refiere al pie de nota (1) que establece: "la temperatura máxima debe ser menor o igual que la temperatura ambiente mínima esperada".</p> <p>Para facilitar la manufactura y el cumplimiento con el desempeño del flujo en frío (cold/low performance), se recomienda proporcionar claridad adicional a través de mapas de temperatura objetivo por región y época del año. Los ejemplos de los Estados Unidos se pueden ver en la especificación del diésel en ASTM D975.</p>	<p>No procede</p> <p>Dadas las condiciones meteorológicas del país, no se prevén recomendaciones específicas para temperaturas tan bajas como las que se presentan en EU y previstas en la norma ASTM D975.</p>

<p>Pemex</p> <p>(2) A la entrada en vigor de esta Norma, el contenido máximo de azufre en el diésel automotriz será de 15 mg/kg para las ZMVM, ZMG, ZMM y ZFN, así como en los municipios donde se localizan los 11 corredores referidos en el Anexo 1; para el resto del país el contenido de azufre será de 500 mg/kg máximo.</p> <p>1. El hecho notorio del recorte presupuestal a PEMEX y sus EPS's en los años 2015 y 2016, lo cual obligó al diferimiento de Proyectos como el de Calidad de Combustibles Fase Diésel y la falta de liquidez para cumplir con sus obligaciones de pago en la obra ejecutada y por otro lado, concluir conforme a lo programado (noviembre 2015), los trabajos de la Fase de Gasolinas.</p> <p>2. Lo cual, aunado a otros factores imprevisibles y notorios (actos ilícitos e inseguridad pública), generan causas de fuerza mayor para alcanzar la meta de 100% de suministro de Gasolina Magna UBA en el Resto del País y del 100% de disponibilidad en las estaciones de servicio de los corredores de Diésel UBA.</p> <p>HECHO NOTORIO: Es cualquier acontecimiento de dominio público conocido por todos o casi todos los miembros de un círculo social en el momento en que va a pronunciarse la decisión de autoridad, respecto del cual no hay duda ni discusión; de manera que al ser notorio la ley exime de su prueba, por ser del conocimiento público en el medio social donde ocurrió o donde se tramita el procedimiento.</p> <p>FUERZA MAYOR: Actos de terceros o acontecimientos extraordinarios, imprevisibles e irresistibles para el deudor y, desde luego, independientes de su voluntad. En todo caso de fuerza mayor hay, necesariamente, ausencia de culpa.</p> <p>Se prevé que Pemex no esté en condiciones de participar en el mercado resto del país, debido a la falta de recursos presupuestales (67,115 millones de pesos) para concluir el proyecto de Diésel UBA. A partir de la fecha en que se cuente con los recursos suficientes para continuar el proyecto, la terminación del mismo se lograría en un máximo de 36 meses.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se modifica como fecha al 31 de diciembre de 2018, para la cobertura en todo el territorio nacional con diésel UBA en la obligación adicional (3) de la Tabla 7.</p>
---	--

	<p>SEMARNAT</p> <p>(2) A partir del 1º de julio de 2018, el contenido máximo de azufre en este petrolífero será de 15 mg/kg en la zona denominada resto del país, así como para el importado mediante ducto, buquetanque, autotanque u otro medio de transporte terrestre y el distribuido en los 11 corredores referidos en el Anexo 1.</p> <p>La nota (2) debe referirse a la excepción, es decir a la zona denominada resto del país.</p>	<p>No procede</p> <p>La obligación adicional (2) de la Tabla 7 es precisa en lo que se refiere al resto del país. Para fines de claridad se conserva la redacción actual de la obligación adicional (2) a la Tabla 7.</p>
	<p>CENTRO MEXICANO DE DERECHO AMBIENTAL</p> <p>Eliminar nota (2) de la Tabla</p> <p>Se debe establecer en la NOM que a partir del 01 de enero del 2017 todo el diésel debe ser UBA y distribuirse en todo el territorio nacional.</p> <p>Desde el 2009 se debió distribuir DUBA en todo el país. No se puede esperar hasta julio del 2018 para tener DUBA en todo México, entre otras razones porque es discriminatorio que para algunas zonas sea obligatorio y para otras no. No tiene sentido posponer una vez más el suministro de diésel UBA en la Zona resto del país.</p>	<p>No procede</p> <p>Dados los retrasos en los proyectos de suministro de diésel UBA, se modifica como fecha al 31 de diciembre de 2018.</p>
	<p>Consejo Internacional para Transporte Limpio (ICCT)</p> <p>Ampliar y garantizar la distribución de diésel de ultra-bajo contenido de azufre (DUBA) de 15 partes por millón (ppm) a partir del 1 de enero de 2018 en todo el territorio nacional, incluyendo un etiquetado que identifique claramente que se trata de DUBA. Esto permitirá implementar adecuadamente la propuesta de actualización de la NOM-044-SEMARNAT-2006 sobre emisiones de vehículos medianos y pesados a diésel.</p> <p>Justificación: El 17 de diciembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la propuesta de modificación de la NOM-044-SEMARNAT-2006, la cual establecería nuevos límites de emisiones de material particulado (PM), óxidos de nitrógeno (NOx), hidrocarburos (HC) y monóxido de carbono de los motores y vehículos pesados, ya sea camiones, autobuses, camionetas y pick-ups grandes, que utilizan diésel como combustible. Dicha propuesta requiere que los vehículos nuevos comercializados a partir del 1 de enero de 2018 cumplan con los estándares vigentes en Estados Unidos y Europa, US 2010 y EURO VI, respectivamente. Actualmente la NOM 044 exige la aplicación de los estándares anteriores US 2004 y EURO IV.</p>	<p>No procede</p> <p>Dados los retrasos en los proyectos de suministro de diésel UBA, se modifica como fecha al 31 de diciembre de 2018.</p> <p>El grupo técnico a que se hace referencia en el Transitorio Sexto de la Norma, evaluará la compatibilidad de todos los instrumentos normativos.</p>

	<p>Sica medición</p> <p>Obligaciones adicionales (3) Sugerimos que se recomiende el uso de medidores de conductividad en línea para mantener un monitoreo continuo de dicha variable durante la carga y/o descarga de tanques o comportamientos de capacidad igual o superior a 50,000 litros. Esto con la finalidad de poder realizar un monitoreo representativo y en tiempo real de conductividad y garantizar la seguridad de la cadena de suministro aguas debajo del punto de transferencia de custodia.</p>	<p>Sí procede</p> <p>El método ASTM D2624 establecido en la Norma para la medición de conductividad eléctrica prevé el uso de medidores en línea, por lo que esta propuesta ya está atendida.</p>
--	---	--

<p>EXXON</p> <p>La Tabla 7 "Especificaciones del Diésel" se refiere al pie de nota (3) que establece la conductividad eléctrica debe ser medida a la temperatura del diésel al momento de entrega. El requisito de conductividad mínima de 25 pS/m aplica en todos los casos de transferencia a alta velocidad, esto es, 7 m/s. Cuando la velocidad difiera de 7 m/s, deberán aplicarse las condiciones establecidas en la Tabla 2 del estándar ASTM D975".</p> <p>Se recomienda aclarar que "entrega" se refiere en la terminal final, donde el combustible se está cargando en un camión cisterna. La especificación mínima de conductividad eléctrica es aplicable cuando los camiones cisterna se cargan y no debe aplicar en la descarga de barcos. Si se requiere, en la terminal se debe inyectar un mejorador de conductividad para cumplir con la especificación de conductividad.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>La medición de la conductividad eléctrica aplica en todas las operaciones de trasiego, ya sea a alta o baja velocidad, en carrotanques, semirremolques y barcas, tal como se establece en la ASTM D975.</p> <p>Se modifica la obligación (5) para quedar como sigue: (5) La conductividad eléctrica debe ser medida a la temperatura del diésel previo al expendio al público. El requisito de conductividad mínima de 25 pS/m aplica en todos los casos de transferencia a alta velocidad, esto es, 7 m/s. Cuando la velocidad difiera de 7 m/s, deberán aplicarse las condiciones establecidas en la Tabla 2 del estándar ASTM D975.</p>
<p>Pemex</p> <p>Adicionar nota (4)</p> <p>(4) El cálculo del promedio ponderado anual del contenido de azufre se determinará con la siguiente ecuación... (IGUAL A NOTA (1) TABLA 6)</p> <p>Una especificación de este tipo es estricta en demasía, le resta flexibilidad e implica altos costos operativos a las refinerías.</p> <p>En Estados Unidos la USEPA especifica un promedio anual ponderado, debido a que las plantas de hidrodesulfuración trabajan cíclicamente entre regeneraciones del catalizador, de tal forma que cuando el catalizador ha sido recientemente regenerado, se obtienen gasolinas de muy bajo azufre y conforme el catalizador y el proceso se torna ineficiente, el azufre tiende a aumentar. En el mezclado de las naftas que forman parte de la gasolina terminada, se vigila la proporción de la gasolina que más contribuye con la concentración de azufre, de tal forma que al realizar la ponderación por volumen, el promedio anual de producción se encuentre por debajo de los 30 mg/kg. Por lo general son pocos los lotes que se encuentran entre los 30 y 80 mg/kg durante el año.</p> <p>Establecer una ponderación mensual implicará que las plantas operen menor tiempo de forma continua, debiendo realizar continuamente paros técnicos para realizar la regeneración del catalizador. Si se mantiene la especificación del promedio mensual, significaría en la práctica que el máximo de la especificación será de 30 mg/kg, lo cual implicaría altos costos para el productor.</p> <p>Si se establece el promedio mensual, la nota (2) no tendría sentido, ya que en un mes no habría oportunidad de producir un lote con la concentración cercana a 80, ya que el promedio fácilmente saldría de especificación.</p> <p>No hay evidencia de que en algún lugar del mundo se realicen reportes mensuales, pueden ser anuales o semestrales. De no considerarse la modificación, implicaría inhibir el ingreso de otros participantes en el mercado.</p> <p>Por lo anterior y para beneficio de todos, homologar este promedio como se aplica internacionalmente, podrá capitalizarse y considerará los periodos naturales de mantenimiento a las plantas de proceso, sin descuidar la calidad en el abasto.</p>	<p>No procede</p> <p>El comentario no procede ya que no guarda relación con la tabla indicada.</p>

	<p>Sica medición</p> <p>Conteo de partículas El inciso X8.3²² de la especificación D975 requiere que "los sistemas de inyección de combustible se han vuelto más sensibles a los tamaños y cantidades de partículas", y recomienda el uso del método D7619 para realizar el conteo de partículas. Adicionalmente la Worldwide Fuel Charter recomienda que el conteo de partículas sea menos o igual 18/16/13. Sugerimos que el método D7619 sea definido como oficial y que la prueba se incluya como mandatoria para almacenista y expendio al público.</p>	<p>No procede</p> <p>Este parámetro no es necesario incluirlo en la Norma, ya que constituye una carga regulatoria innecesaria.</p>
	<p>Sica medición</p> <p>Punto de Nublamiento la especificación D975 permite el uso de los métodos D5771 y D7689 como alternativas al método D2500, sugerimos que se incluyan los métodos mencionados en la tabla 7, para la medición de la temperatura de nublamiento.</p>	<p>No procede</p> <p>Los métodos mencionados ya se encuentran en el numeral 6.3 de la Norma como alternos.</p>
	<p>Chevron</p> <p>Chevron recomienda que la CRE trabaje con las partes interesadas para establecer parámetros de especificación con respecto a mezclas de biodiesel. ASTM D975 permite un máximo del 5 por ciento en volumen de biodiesel.</p>	<p>No procede</p> <p>Tanto los biocombustibles en sí como los lineamientos en materia de mezclado de biocombustibles y combustibles derivados del petróleo, no se encuentran dentro del alcance de la Norma.</p>
	<p>ASOCIACIÓN NACIONAL DE PRODUCTORES DE AUTOBUSES, CAMIONES Y TRACTOCAMIONES</p> <p>Es necesario que se establezca un periodo de monitoreo de la calidad de los combustibles en las estaciones de venta de diésel automotriz al usuario final; así mismo que los resultados se publiquen para conocimiento del público en general tanto en las estaciones como en la página web de la CRE o la que ésta última considere.</p>	<p>No procede</p> <p>En los numerales 10.1 y 10.2 se establece que la Comisión de forma directa vigilará el cumplimiento de la Norma. Actualmente, el cumplimiento de la Norma se prevé mediante programas anuales de visitas de verificación que incluye el expendio al público. La publicidad de la información se rige por lo establecido en Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.</p>
	<p>ASOCIACIÓN NACIONAL DE PRODUCTORES DE AUTOBUSES, CAMIONES Y TRACTOCAMIONES</p> <p>Es indispensable que se publique un listado de las estaciones de venta de combustible diésel automotriz para consulta del público en general, ya sea por medio de la página web de la CRE o de las comercializadoras de venta al público a fin garantizar el abasto de sus vehículos en las ciudades, municipios y carreteras federales, hasta que se garantice el abasto del 100 por ciento del territorio nacional el 1 de Julio del 2018. Así mismo, que todas las estaciones de servicio que cuenten con diésel de bajo azufre, se identifiquen con la leyenda "Diésel Bajo Azufre". 4) Solicitamos que se revisen todos los municipios y estados que forman parte de los 11 Corredores de abasto de diésel UBA desde el 1 de Julio del 2015, ya que no coinciden con los trayectos realizados por la industria del transporte.</p>	<p>No procede</p> <p>Esto es una recomendación; no está dentro del alcance de la Norma establecer un listado de las estaciones de venta de combustible diésel automotriz. El grupo técnico a que se refiere el Transitorio Sexto buscará un mejor instrumento para su atención.</p>

Texto actual:

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

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite
Densidad a 20 °C (1)	kg/L	ASTM D 1298, Densidad, densidad relativa (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 por medio de densitómetro digital	0.7720 a 0.8370
Gravedad	°API	ASTM D 287, Gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo (Método por hidrómetro) ASTM D 4052, Densidad y densidad relativa de líquidos por medio de densitómetro digital	37 a 51
Apariencia	Adimensional	Visual	Brillante y clara
Temperatura de destilación: Temperatura de destilación del 10 % Temperatura de destilación del 50 % Temperatura de destilación del 90 % Temperatura final de ebullición Residuo de la destilación Pérdida de la destilación	°C °C °C °C % vol. % vol.	ASTM D 86, Destilación de productos del petróleo a presión atmosférica ASTM D 2887, Distribución de rangos de ebullición en fracciones del petróleo por cromatografía de gases ASTM D 7345, Destilación de productos derivados del petróleo y combustibles líquidos a presión atmosférica (Método de micro destilación)	205.0 máximo Informar Informar 300.0 máximo 1.5 máximo 1.5 máximo
Temperatura inflamabilidad ² de	°C	ASTM D 56, Temperatura de inflamabilidad por analizador TAG de copa cerrada	38.0 mínimo
Temperatura de congelación	°C	ASTM D 2386, Temperatura de congelación para combustibles de aviación ASTM D 5972, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático por Transición de Fases) ASTM D 7153, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Laser) ASTM D 7154, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Fibra Óptica)	47.0 máximo
Poder calorífico ³	MJ/kg	ASTM D 4529, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 3338, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 4809, Poder calorífico de combustibles fósiles líquidos por calorímetro de bomba (Método de precisión)	42.800 mínimo
Acidez total	mg KOH/g	ASTM D 3242, Acidez en combustibles para turbinas de aviación	0.1 máximo

Aromáticos	% vol.	ASTM D1319, Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por indicador fluorescente de absorción ASTM D 5186, Determinación del contenido de compuestos aromáticos polinucleares y contenido aromático de combustibles diésel y combustibles de turbinas de aviación por cromatografía de fluidos supercríticos	25.0 máximo
Azufre Total	mg/kg	ASTM D 4294, Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía ASTM D 5453, Determinación de Azufre total en hidrocarburos ligeros, combustible para motores de ignición por chispa, combustible para motores a diésel y aceite para motor, por Fluorescencia ultravioleta ASTM D 2622, Azufre en productos del petróleo por medio de Espectrometría Fluorescente de energía dispersiva de Rayos X ASTM D7039 Azufre en gasolina y diésel por medio de espectrometría por fluorescencia dispersiva de rayos X de longitud de onda monocromática ASTM D7220 Azufre en combustibles automotrices, para calentamiento y turbinas por fluorescencia dispersiva de rayos X de energía monocromática	3000 máximo
Azufre mercaptánico	mg/kg	ASTM D 3227, Azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles para turbinas de aviación y combustibles destilados (Método potenciométrico)	30 máximo
Viscosidad cinemática a -20 °C	cSt	ASTM D 445, Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica) ASTM D 7042, Viscosidad dinámica y densidad de líquidos, por medio del viscosímetro Stabinger (y el cálculo de la viscosidad cinemática).	8.0 máximo
Estabilidad térmica (2.5 h a temperatura controlada de 260 °C, mínimo) ⁴ Caída de presión del filtro	kPa (mm Hg)	ASTM D 3241 Estabilidad de la oxidación térmica de combustibles para turbinas de aviación	3.3 máximo (25 máximo)
Depósito en el tubo del precalentador	Adimensional	Visual	Menor a 3
Aditivos: Inhibidor antioxidante ⁵ Desactivador metálico ⁶	mg/L mg/L		24 máximo 5.7 máximo
Punto de humo, o Punto de humo y Naftalenos ⁷	mm mm, % vol	ASTM D 1322, Punto de humo en querosenos y combustibles para turbinas de aviación ASTM D 1840, Determinación de naftalenos en combustibles para turbinas de aviación por espectrofotometría ultravioleta	25.0 mínimo o 18.0 mínimo y 3.0 máximo

Partículas contaminantes	mg/L mg/gal	ASTM D 2276, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por muestreo por líneas. ASTM D 5452, Partículas contaminantes en combustibles de aviación por filtración en laboratorio	0.8 máximo 3.0 máximo
Corrosión al Cu, 2 horas a 100 °C	Adimensional	ASTM D 130, Detección de corrosión al cobre de productos de petróleo por prueba de mancha en tira de cobre	Estándar 1, máximo
Contenido de goma	mg/100mL	ASTM D 381, Gomas existentes en combustibles por evaporación por chorro.	7.0 máximo
Calificación por microseparómetro: Sin aditivo de conductividad eléctrica Con aditivo de conductividad eléctrica	Adimensional	ASTM D 3948, Determinación de las características de separación de agua en combustibles para turbinas de aviación mediante separador portátil	85 mínimo 70 mínimo
Ésteres metílicos de ácidos grasos (FAME)	mg/kg	ASTM D7797, Determinación del contenido de ésteres metílicos de ácidos grasos en combustibles para turbinas de aviación mediante espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier	50 máximo
<p>OBSERVACIONES:</p> <p>En sustitución a esta especificación, se podrá determinar la densidad a 15 °C, cuyo valor límite fluctuará entre 0.775 y 0.840 kg/L.</p> <p>La temperatura de inflamación será 42 °C mínimo, para clientes de exportación que así lo soliciten.</p> <p>El poder calorífico se calcula en MJ/kg, usando las tablas y las ecuaciones descritas en el Método de Prueba Estimación del poder calorífico para combustibles para aviación. No se debe considerar el azufre para el cálculo del poder calorífico.</p> <p>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.</p> <p>Solamente se podrán usar los siguientes antioxidantes: a) N, N-diisopropil-parafenileno-diamina; b) 75 % mínimo 2-6-diterbutil-fenol más 25 % máximo de ter y triterbutil-fenol; c) 72 % mínimo 2-4-dimetil-6-terbutil-fenol más 28 % máximo de mono-metil y dimetil-terbutilfenol; d) 55 % mínimo 2-4-dimetil- 6-terbutil-fenol más 45 % máximo de ter y diterbutilfenol.</p> <p>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:</p> <p>Considerando la producción de lotes de combustible en un periodo de 12 meses, el 5 % máximo de ellos pueden ser adicionados con MDA para cumplir los requisitos de la prueba de estabilidad térmica a 260 °C</p> <p>El lote de combustible debe pasar la prueba de estabilidad térmica a una temperatura de 245 °C, antes de adicionar el MDA</p> <p>El lote de combustible debe pasar la prueba de estabilidad térmica a una temperatura de 275 °C, después de haber adicionado el MDA.</p> <p>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)</p> <p>Se puede adicionar MDA en los sistemas de distribución de combustible para recuperar el desempeño perdido de la estabilidad a la oxidación térmica durante la distribución (después de la liberación en refinería). El certificado de calidad debe mostrar el resultado inicial de la prueba de estabilidad térmica, el resultado después de la adición de MDA y la concentración agregada de MDA.</p> <p>La cantidad debe ser declarada por el proveedor del combustible y aceptada por el cliente.</p> <p>(7) Si el punto de humo tiene un valor entre 20 y 18 mm y el contenido de naftalenos es menor de 3 %, se puede comercializar el producto notificando al comprador</p> <p>(7) Si el punto de humo tiene un valor entre 20 y 18 mm y el contenido de naftalenos es menor de 3 %, se puede comercializar el producto notificando al comprador dentro de los 90 días a partir de la fecha de envío, a no ser que se acuerden otras condiciones.</p>			

<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
---	---

World Fuel Services México

Sobre el particular, estimamos que la Norma Oficial Mexicana en mención no debe de limitar las especificaciones que deben cumplir los petrolíferos considerados en la misma, concretamente en el caso de combustible para aeronaves de turbina (turboavión) a lo establecido para el grado Jet A1. En nuestra opinión debe incluirse la especificación del grado Jet A, mismo que cumple con lo establecido en el estándar ASTM D-1655 Standard Specification for Aviation Turbine Fuels, indicado en la propia norma. Se adjunta copia de TABLE 1 Detailed Requirements of Aviation Turbine Fuels, de la especificación ASTM D-1655-15d.

Sí procede

Se agregan especificaciones para Jet A conforme a lo establecido en la ASTM D1655, adicional al Jet A1 (turboavión), para garantizar la disponibilidad de ambos combustibles en México.

D1655 - 15d¹

TABLE 1 Detailed Requirements of Aviation Turbine Fuels^a

Property	Limit ^b	Test Method ^c
COMPOSITION		
Acidity, total mg KOH/g	max 0.10	D3242 ¹ or 304
1. Aromatics, percent by volume	max 25	D1210 or IP 156
2. Aromatics, percent by volume	max 25.5	D3270 ¹ or 406
Sulfur, mercaptan, ^d percent by mass	max 0.003	D3271 ¹ or 342
Sulfur, total percent by mass	max 0.30	D1266, D3632, D4294, D5452, or IP 336
VOLATILITY		
Distillation temperature, °C		D86, ^e D3887 ¹ or 406, ^f D1734 ¹ , or IP 123 ¹
10 % recovered, temperature	max 305	report
90 % recovered, temperature	max 305	report
Final boiling point, temperature	max 305	
Distillation residue, %	max 1.5	
Distillation loss, %	max 1.5	D56, D90, ^g D3639, ^h IP 170 ¹ or IP 323 ¹
Flash point, °C	min 38 ¹	D1268 ¹ or 180 or D4052 or IP 365
Density at 15 °C, kg/m ³	775 to 840	
FLUIDITY		
Freezing point, °C	max -40 (see A.1)	D5973 ¹ or 436, D1133 ¹ or 526, D1154 ¹ or 526, or D2384 ¹ or 16
Viscosity -20 °C, mm ² /s ⁱ	max -147 (see A.1) ^j	D445 ¹ or 71, Section 1 or D1742 ^k
COMBUSTION		
Net heat of combustion, MJ/kg	min 42.8 ^l	D4529, D3338, D4859, or IP 12
One of the following requirements shall be met:		
(1) Smoke point, mm, or	min 25.0	D1322 ¹ or 396
(2) Smoke point, mm, and	min 18.0	D1322 ¹ or 396
Naphthalenes, wt, %	max 3.0	D1840
CORROSION		
Copper strip, 2 h at 100 °C	max No. 1	D1331 ¹ or 154
THERMAL STABILITY		
(2.5 h at control temperature of 280 °C min)		
Filter pressure drop, mm Hg	max 25	D3241 ¹ or 323 ¹
Tube rating: One of the following requirements shall be met: ^m		
(1) Annex A1 VTR, VTR Color Code	Less than 3 (no passcock or abnormal color deposits)	
(2) Annex A2 VTR or Annex 3 ETR, min average over area of 2.5 cm ²	max 85	
CONTAMINANTS		
Existent gum, mg/100 mL	max 7	D381, IP 540
Microorganisms: ⁿ Fungi	max 85	D3848
Without electrical conductivity additive	min 70	
With electrical conductivity additive	min 70	
ADDITIVES		
Electrical conductivity, µS/cm	See 6.2	D3243 ¹ or 274

^a For compliance of test results against the requirements of Table 1, see 7.2.

^b The test methods indicated in this table are referred to in Section 11.

^c The mercaptan sulfur determination may be waived if the fuel is considered sweet by the doctor test described in Test Method D4952.

^d D86 and IP 123 distillation of jet fuel is run at Group 4 conditions, except Group 3 condenser temperature is used.

^e D3887¹ or 406 results shall be converted to estimated D86 or IP 123 results by application of the correction in Appendix B4 on Correction for Jet and Diesel Fuel in Test Method D3887 or Annex G of IP 406. Distillation residue and loss limits provide control of the distillation process during the use of Test Method D86, and they do not apply to Test Method D3887¹ or 406. Distillation residue and loss shall be reported as "not applicable" (NA) when reporting D3887 results.

^f Results from Test Method D1734 shall be corrected for relative bias as described in Test Method D1735.

^g A higher minimum flash point specification can be agreed upon between purchaser and supplier.

^h Aviation turbine fuel results obtained by Test Method D90 can be up to 1 °C higher than those obtained by Test Method D56. Results obtained by Test Methods D3639, IP 170, and IP 323 can be up to 2 °C lower than those obtained by Test Method D56, which is the preferred method. In case of dispute, Test Method D56 shall apply.

ⁱ Other freezing points can be agreed upon between supplier and purchaser.

^j 1 mm²/s = 1 cSt.

^k Test Method D1742 results shall be converted to bias-corrected kinematic viscosity results by the application of the correction described in Test Method D1742 for jet fuel at -20 °C (currently subsection 15.4.4).

^l For all grades use either Eq 1 or Table 1 in Test Method D4529 or Eq 2 in Test Method D3338. Calculate and report the net heat of combustion corrected for the sulfur content when using Test Method D4529 and D3338 empirical test methods. Test Method D4859 can be used as an alternative. In case of dispute, Test Method D4859 shall be used.

<p>Es importante mencionar que la mayoría de las naves que operan en Estados Unidos de América utilizan combustible grado Jet A, por lo que no existiría ningún inconveniente para que el combustible con que sean abastecidas en nuestro país sea de mismo grado, ya que se estará cumpliendo con la especificación de combustible establecido en su país de origen. Por otro lado, en caso de considerar combustible con grado Jet A1, al momento de ingresarlo a la aeronave se generará una mezcla de ambos grados de producto, con lo que la nave no estará realmente consumiendo combustible con especificación para el grado A1.</p> <p>También, es posible considerar que la disponibilidad del grado del producto sea por localidad, es decir, en ciertos aeropuertos podrá disponerse de Jet A y otros Jet A1. Ello en función de los requerimientos de los operadores aéreos, así como de la disponibilidad en el mercado a través de los comercializadores y los permisionarios de almacenamiento y expendio en aeródromo.</p> <p>Otro aspecto a considerar es que en promedio el costo del producto con grado Jet A es de menor precio que el grado Jet A1, lo cual puede representar mejora en los costos de operación de las aerolíneas y que finalmente podría generar un beneficio para el usuario del transporte aéreo, por supuesto, quien decidirá el grado de producto a utilizar, será el operador aéreo, en función de sus procedimientos operativos.</p>	
<p>Sica medición</p> <p>Debido a la delicada naturaleza del uso global de la turbosina, así como a la rápida evolución de la tecnología tanto en la industria aeronáutica como en los métodos analíticos. Sugerimos que la especificación de la turbosina se incluya una referencia a las especificaciones recomendadas por la IATA. La sección 3 de la parte III de Aviation Fuel Supply Agreement de IATA²³, las especificaciones y requerimientos de calidad de la turbosina Jet A-1 deben cumplir con la versión más reciente de al menos una de las especificaciones siguientes:</p> <p>ASTM Standard Specification D 1655 for Aviation Turbine Fuels Jet A / Jet A-1 latest issue;</p> <p>British Ministry of Defence Standard DEF STAN 91-91 Turbine Fuel, Aviation, "Kerosene Type", Jet A-1, latest issue;</p> <p>Canadian specification Can/CGSB-3.23-97, Aviation Turbine Fuel Jet A / Jet A-1, latest issue.</p> <p>Chinese No. 3 Jet Fuel (GB438, GB1788 and GB6537)</p> <p>Russian Fuels RT + TS-1 (GOST 10227-86) & Jet A-1 (GOST R52050)</p> <p>En vista de que la mayoría del tráfico aéreo internacional de México es con los Estados Unidos, Europa y Canadá, sugerimos que se haga referencia al menos a las 3 primeras especificaciones, y que se publique de manera informativa, mas no limitativa, las especificaciones dentro de la tabla 8.</p>	<p>No procede</p> <p>Toda vez que la Norma contiene las especificaciones de calidad del combustible Jet A-1 (turbosina), las cuales fueron establecidas en concordancia con la norma ASTM D1655 Standard Specification for Aviation Turbine Fuels.</p>

<p>Tesoro</p> <p>Considerar la adopción de la norma estándar ASTM D1655 Jet A como regulación para la Turbosina. Esta norma es la que rige en estados Unidos y varios países en el mundo lo que permite aumentar el universo de suministro y con ello reducir los costos.</p> <p>Creemos que esta norma proporcionará mayor disponibilidad de productos provenientes de los EE.UU. a un menor precio, debido a la proximidad logística de las importaciones.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 203.</p>
---	---

<p>Sica medición</p> <p>Gravedad específica- El inciso 12.1.3⁶ del método D1298-12b especifica los valores de repetibilidad y reproducibilidad determinados históricamente y cuya fuente no puede ser verificada ni por ASTM ni por API.</p> <div data-bbox="386 709 836 1056" data-label="Table"> <p style="text-align: center;">TABLE 3 Precision Values</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Product: Transparent Low-viscosity Liquids</th> </tr> <tr> <th>Parameter</th> <th>Temperature Range, °C (°F)</th> <th>Units</th> <th>Repeatability</th> <th>Reproducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Density</td> <td>-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td>kg/m³</td> <td>0.5</td> <td>1.2</td> </tr> <tr> <td>Relative Density</td> <td>-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td>kg/L or g/mL</td> <td>0.0005</td> <td>0.0012</td> </tr> <tr> <td>API Gravity</td> <td>(42 to 78)</td> <td>°API</td> <td>0.1</td> <td>0.3</td> </tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="5">Product: Opaque Liquids</th> </tr> <tr> <th>Parameter</th> <th>Temperature Range, °C (°F)</th> <th>Units</th> <th>Repeatability</th> <th>Reproducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Density</td> <td>-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td>kg/m³</td> <td>0.6</td> <td>1.5</td> </tr> <tr> <td>Relative Density</td> <td>-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td>kg/L or g/mL</td> <td>0.0006</td> <td>0.0015</td> </tr> <tr> <td>API Gravity</td> <td>(42 to 78)</td> <td>°API</td> <td>0.2</td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>En el inciso 14.1 del método D4052 se especifica que la precisión publicada es el resultado de una valoración estadística en los resultados de las pruebas interlaboratorio. Subsecuentemente en los incisos 14.1.1 y 14.1.2 se publican los valores de repetibilidad y reproducibilidad para el rango de 0.68 a 0.97 g/ml. Repetibilidad 0.0001 y Reproducibilidad 0.0005, ambos valores en el método D4052 son mejores que los publicados para el método D1298. Por lo cual sugerimos que se defina el método D4052 como el método oficial en casos de controversia entre la parte compradora y la parte vendedora.</p>	Product: Transparent Low-viscosity Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility	Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³	0.5	1.2	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/L or g/mL	0.0005	0.0012	API Gravity	(42 to 78)	°API	0.1	0.3	Product: Opaque Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility	Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³	0.6	1.5	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/L or g/mL	0.0006	0.0015	API Gravity	(42 to 78)	°API	0.2	0.5	<p>No procede</p> <p>El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p>
Product: Transparent Low-viscosity Liquids																																																			
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility																																															
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³	0.5	1.2																																															
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/L or g/mL	0.0005	0.0012																																															
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.1	0.3																																															
Product: Opaque Liquids																																																			
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility																																															
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³	0.6	1.5																																															
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/L or g/mL	0.0006	0.0015																																															
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.2	0.5																																															

<p>Pemex</p> <p>Gravedad Informar</p> <p>En la ASTM D 1655-15d donde se establece la especificación del jet fuel tipo A o A1 no se hace mención a la gravedad específica de la turbosina de ese tipo. Además, en otros combustibles como el diésel (ASTM D 975-15c), no se hace mención de la gravedad específica. Por lo tanto la correcta alineación a parámetros internacionales sería cambiar el parámetro de 37-57 ° API a informar.</p>	<p>Sí procede</p> <p>La solicitud es congruente con lo que establece la ASTM D1655, se cambia el parámetro de 37-57 ° API a informar.</p>
--	--

	<p>Chevron</p> <p>Chevron recomienda que la CRE tenga en cuenta que los resultados de ASTM D2887 deben ser correlacionados a su vez con ASTM D86 porque el rango de destilación que resulta del uso de la metodología en ASTM D 2887 es más amplio que el que se obtiene al utilizar ASTM D86.</p> <p>También se recomienda que ASTM D7345 sea corregido por el sesgo relativo para que los resultados sean equivalentes con los resultados de ASTM D86</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se acepta la observación y se incluye la redacción siguiente en la Tabla 8 como observación (2) adicional al pie de la tabla:</p> <p>(2) Los resultados obtenidos con el método ASTM D2887, se deberán convertir al resultado estimado en correlación con el método ASTM D86, utilizando la fórmula que se describe en el Apéndice X4 del método ASTM D2887.</p>
	<p>Sica medición</p> <p>Destilación la especificación D1655-15, en el inciso 11.1.24 define al método D86 como el método oficial para la determinación de temperaturas de destilación. Sugerimos que se repliquen las notas contenidas en la especificación D1655-15 dentro de la NOM.</p>	<p>No procede</p> <p>El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p>
	<p>Sica medición</p> <p>Temperatura de Inflamación- La nota H de la tabla 26 de la especificación D1655 indica que "Los resultados de temperatura de inflamación obtenidos por el método D93 pueden ser hasta 1°C mayores que los obtenidos por el método D56. Los resultados obtenidos por los métodos D3828, IP 170, e IP 523 pueden ser hasta 2°C menores que los obtenidos por el método D56, siendo este último el método preferido. En casi de controversia, el método D56 será aplicable." sugerimos que dicha nota sea incorporada en la NOM.</p>	<p>No procede</p> <p>El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. El uso del método es optativo para el interesado.</p>

	<p>Novum Energy</p> <table border="1" data-bbox="298 1255 885 1377"> <thead> <tr> <th data-bbox="298 1255 402 1377">Propiedad</th> <th data-bbox="402 1255 490 1377">Unidad</th> <th data-bbox="490 1255 799 1377">Método de prueba</th> <th data-bbox="799 1255 885 1377">Valor límite</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>	Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite					<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 203.</p>
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite							

congelación	°C	<p>ASTM D 2386, Temperatura de congelación para combustibles de aviación</p> <p>ASTM D 5972, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático por Transición de Fases)</p> <p>ASTM D 7153, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Laser)</p> <p>ASTM D 7154, Temperatura de congelación para combustibles de aviación (Método Automático de Fibra Óptica)</p>	40.0 máximo
<p>Estados Unidos produce 2 grados de turbosina, JET A con T de congelación -40 °C de uso comercial y JET A1 con T de congelación -47 °C anteriormente de uso militar.</p> <p>El departamento de defensa de Estados Unidos efectuó un análisis de disponibilidad y costo, y determinó que la utilización de JET A1 era obsoleta e innecesaria.</p> <p>El departamento de defensa de Estados Unidos determinó en 2008 iniciar una transición definitiva a JET A para todas sus bases militares.</p> <p>Actualmente todos y cada uno de los aeropuertos en Estados Unidos son suministrados con JET A.</p> <p>El JET A1 hoy en día es producido por los refinadores de EEUU en "lotes" sumamente pequeños, su disponibilidad no es consistente y por lo tanto no hay forma de integrar un contrato de suministro, o importación con este grado de Jet Fuel.</p> <p>El precio del JET A1 es significativamente más elevado que el JET A.</p> <p>Todos y cada uno de los aviones mexicanos que requieren de abastecimiento en aeropuertos en Estados Unidos son abastecidos con JET A, el cual es mezclado con la turbosina mexicana, en el ala de la aeronave al re-abastecerse de combustible.</p> <p>Todas las terminales de almacenamiento, así como los sistemas de ductos e infraestructura en Estados Unidos están designados para almacenar y transmitir el grado comercial de JET A, no existen sistemas segregados de gran escala para almacenar JET A1.</p>			

<p>Tesoro</p> <p>Incrementar la máxima temperatura de congelación de -47C a -40 C.</p> <p>Esta recomendación de temperatura de congelación apunta a cumplir con las especificaciones de "Jet A" vs "Jet A1" que es la especificación usada predominantemente en los Estados Unidos, incluyendo el uso militar. Muy pocas excepciones se encuentran en el país, tales como el programa de drones. Es importante mencionar que la fuerza aérea de los Estados Unidos acepta los estándares de Jet A.</p> <p>Según estadísticas acerca de viajes aéreos internacionales hacia México 1, 57,7% del tráfico entrante a México es de los Estados Unidos. Por lo tanto, podemos inferir que probablemente - 28% de la Turbosina usada para viajes internacionales a México cumple de antemano con el requerimiento de un punto de congelación más alto si esos vuelos han reabastecido combustible en los Estados Unidos. Con vuelos desde este país hacia una variedad de áreas geográficas en México, parecería que la mayor temperatura de congelación (-40 C en lugar de -47 C) no representaría ningún problema.</p> <p>La creación de las especificaciones de La Turbosina AI generalmente requiere un proceso de refinación diferente que resulta en menor producción de gasolina o diésel en una refinería, dependiendo del funcionamiento /estado de las operaciones. Siendo México un país importador de gasolina y diésel, de cambiar la especificación de la turbosina a - 40C, las refinerías nacionales podrían producir más gasolina o diésel, reduciendo por ende su importación.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 203.</p>								
<p>Sica medición</p> <p>Temperatura de congelación La especificación D1655-15, en el inciso 11.1.⁴²⁴ define el método D2386 como método árbitro (Referee), pero hace énfasis que según lo publicado en la RR: D02-157²²⁵ los métodos D7153 y D5972 proporcionan detecciones significativamente más consistentes que los métodos D5972 o D7153. Sugerimos que se haga el mismo énfasis sobre la certificación y recertificación utilizando los métodos D7153 y/o D5972.</p>	<p>No procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 209.</p>								
<p>Chevron</p> <p>Chevron recomienda que el valor mínimo de calor neto de combustión sea 42.8 y no 42.800. Si bien los métodos para determinar el calor neto de combustión requieren que sea reportado a la milésima parte de un MJ/kg, sólo se requiere reportarlo a la décima parte para demostrar que se haya cumplido con D1655</p>	<p>Sí procede</p> <p>Queda como sigue:</p> <table border="1" data-bbox="781 1392 1385 1696"> <thead> <tr> <th>Propiedad</th> <th>Unidad</th> <th>Método de prueba</th> <th>Valor límite</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Poder calorífico³</td> <td>MJ/kg</td> <td>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)</td> <td>42.8 mínimo</td> </tr> </tbody> </table>	Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite	Poder calorífico ³	MJ/kg	ASTM D 4529, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 3338, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 4809, Poder calorífico de combustibles fósiles líquidos por calorímetro de bomba (Método de precisión)	42.8 mínimo
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite						
Poder calorífico ³	MJ/kg	ASTM D 4529, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 3338, Poder calorífico para combustibles para aviación ASTM D 4809, Poder calorífico de combustibles fósiles líquidos por calorímetro de bomba (Método de precisión)	42.8 mínimo						

	<p>Chevron ASTM D5186 no ha sido aprobado para efectos de la presentación de informes sobre el contenido de compuestos aromáticos, y por lo tanto recomendamos que sea borrado de la norma pendiente. Los únicos dos métodos que se permiten actualmente son D1319 (al que la norma actual se refiere) y D6379 con un máximo asociado de 26.5 por ciento en masa</p>	<p>No procede La ASTM D5186 cubre la determinación del contenido total de compuestos monoaromáticos y aromáticos polinucleares para diésel, turbosina y blendstocks por cromatografía de fluido supercrítico. El rango de concentración de aromáticos, el cual es aplicable para este método, es de 1 a 75 % masa, y para aromáticos polinucleares del 0.5 al 50 %. Al ser aplicable para la turbosina, permanece dicho método de prueba. El método de prueba ASTM D6379 ya está incluido en el numeral 6.3 inciso b) de la Norma.</p>
	<p>Sica medición Aromáticos- Sugerimos que se incluya el método D5186 como método oficial para la determinación de contenido de aromáticos, ya que los resultados para D5186 son estadísticamente más precisos que para el D1319, según lo publicado en la guía para métodos de prueba de ASTM¹. Adicionalmente sugerimos que el método D6379 sea también incluido como método alternativo, dicho método está mencionado en la tabla 1 de la especificación D1655 y está mencionado en el inciso 6.3 sub-inciso b del proyecto de norma.</p>	<p>No procede Se atiende en términos de la respuesta al comentario 209.</p>
	<p>Chevron ASTM D1655 actualmente permite el uso de D1266, D2622, D5453 o IP 336 para medir el azufre total. Para alinearse mejor con dichos métodos permitidos, Chevron recomienda que se eliminen D7039 y D7220 de la lista de métodos permitidos</p>	<p>Procede parcialmente. Se elimina el método ASTM D7220 de los métodos permitidos para determinar azufre total en turbosina. El método de prueba ASTM D7039 sí aplica, ya que tiene un intervalo de trabajo de 3.2?mg/kg a 2822?mg/kg de azufre; en caso de superar el límite máximo, el método permite la dilución.</p>
	<p>Sica medición Azufre total El método D7039 no está incluido dentro de la especificación D1655, por lo cual sugerimos que se elimine este método de la tabla 9 de la NOM</p>	<p>No procede El método de prueba ASTM D7039 sí aplica, ya que tiene un intervalo de trabajo de 3.2?mg/kg a 2822?mg/kg de azufre; en caso de superar el límite máximo el método permite la dilución.</p>
	<p>Chevron Se recomienda que la CRE requiera la corrección de sesgos como parte de utilizar ASTM D7042 para la certificación de aviones</p>	<p>Sí procede Se agrega la observación adicional (6) a la Tabla 8. Queda como sigue: (6) Los resultados obtenidos por el método D7042, se deberán convertir a valores de viscosidad cinemática con sesgo corregido, utilizando las fórmulas descritas en la subsección 15.4.4 de la ASTM D7042.</p>
	<p>Sica medición Viscosidad- La especificación D1655 define el inciso 11.1.5⁴ al método D445 como método árbitro (Referee) para la determinación de la viscosidad, sugerimos que el método D445 sea el método oficial dentro de la NOM.</p>	<p>No procede Se atiende en términos de la respuesta al comentario 209.</p>

<p>Sica medición</p> <p>Depósitos en el tubo precalentador- La Tabla 1²⁶ de la especificación D1655 recomienda que los depósitos del tubo de prueba sean medidos a través de los anexos A2 o A3 del método D3241. Adicionalmente el método D3241 especifica en el inciso 1.3²⁷ que los valores de depósito reportados en unidades del Sistema Internacional (SI) deberán ser considerados como estándar. El subcomité J de ASTM, responsable de los métodos de prueba y especificaciones de combustibles de aviación, está actualmente evaluando una tercera tecnología para evaluación de depósito en tubos de calentamiento a través de elipsometría de onda múltiple, dicha propuesta está bajo revisión con el Work Item WK50824, y será incluido como Anexo A4 posterior a su aprobación. Sugerimos que dicho Work Item sea considerado para la NOM.</p>	<p>No procede.</p> <p>Dado que aún no es un método oficial, no puede ser considerado para su inclusión. Tras su publicación podrá ser añadido mediante las formalidades establecidas en el artículo 49 de la LFMN.</p>												
<p>Sica medición</p> <p>Punto de Humo- El método D1322-15, en sus incisos 1.2 y 6.2.2²⁸ refieren que el procedimiento automático ha demostrado una calificación más objetiva y un mayor control y debe ser considerado el modo preferido de medir. El RR:D02-174²⁹ publica valores de repetibilidad y reproducibilidad mejores para el método automático que para el método manual:</p> <p>Sugerimos que se utilice la medición automática como método oficial ara resolución de controversias.</p> <table border="1" data-bbox="276 903 958 976"> <thead> <tr> <th></th> <th>Range of Results</th> <th>Repeatability</th> <th>Reproducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Manual</td> <td>16.2 – 42.6</td> <td>0.06840(x+16) (151)</td> <td>0.09363(x+16) (72)</td> </tr> <tr> <td>Automated</td> <td>15.7 – 41.6</td> <td>0.02231x (192)</td> <td>0.01651(x+30) (45)</td> </tr> </tbody> </table>		Range of Results	Repeatability	Reproducibility	Manual	16.2 – 42.6	0.06840(x+16) (151)	0.09363(x+16) (72)	Automated	15.7 – 41.6	0.02231x (192)	0.01651(x+30) (45)	<p>No procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 209.</p>
	Range of Results	Repeatability	Reproducibility										
Manual	16.2 – 42.6	0.06840(x+16) (151)	0.09363(x+16) (72)										
Automated	15.7 – 41.6	0.02231x (192)	0.01651(x+30) (45)										
<p>Chevron</p> <p>La Observación 4 ahora se refiere a un método de densidad óptica. Chevron sugiere que se modifique esta Observación para que mencione específicamente los métodos de calificación D3241 Anexo A2 y A3, así como el límite de 85 nm</p>	<p>Sí procede.</p> <p>Dado que la ASTM D1655 así lo prevé, se incluyen los siguientes detalles a la especificación de depósito en tubo:</p> <table border="1" data-bbox="982 1144 1372 1659"> <tr> <td>Depósito en el tubo del precalentador: Uno de los siguientes requerimientos deben ser cumplidos:</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>(1) Anexo A1 VTR</td> <td>Código de color VTR</td> <td colspan="2">Menor a 3 (sin arcoiris ni depósitos de color anormal)</td> </tr> <tr> <td>(2) Anexo A2 ITR o Anexo 3 ETR</td> <td>nm promedio sobre un área de 2.5 mm</td> <td colspan="2">85 máximo</td> </tr> </table>	Depósito en el tubo del precalentador: Uno de los siguientes requerimientos deben ser cumplidos:				(1) Anexo A1 VTR	Código de color VTR	Menor a 3 (sin arcoiris ni depósitos de color anormal)		(2) Anexo A2 ITR o Anexo 3 ETR	nm promedio sobre un área de 2.5 mm	85 máximo	
Depósito en el tubo del precalentador: Uno de los siguientes requerimientos deben ser cumplidos:													
(1) Anexo A1 VTR	Código de color VTR	Menor a 3 (sin arcoiris ni depósitos de color anormal)											
(2) Anexo A2 ITR o Anexo 3 ETR	nm promedio sobre un área de 2.5 mm	85 máximo											

<p>Chevron</p> <p>ASTM-D1655 no tiene un límite Gravimétrico de partículas. Chevron recomienda que este límite se cambie a 1.0 mg/L para cuadrar con el límite de la Norma de la Defensa 91-91 (Defense Standard 91-91).</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se acepta el cambio de especificación en la Tabla 8 de la Norma.</p>
<p>Pemex</p> <p>Partículas contaminantes</p> <p>ASTM D 2276 O ASTM D 5452</p> <p>En primer lugar, la ASTM D 1655-15d no hace mención de las pruebas ASTM D 2276 y ASTM D 5452 para controlar las partículas contaminantes en la turbosina tipo A o A1. En cambio, sí controla las partículas contaminantes a través de los parámetros de gomas (ASTM D 381) y la calificación por microseparómetro (ASTM D 3948). Ambas pruebas se incluyen en los parámetros de la norma.</p> <p>En segundo lugar, la prueba ASTM D 2276 es un método de prueba de partículas contaminantes en combustible de aviación por muestreo en línea. Es decir, es una prueba que se tiene que aplicar al producto en movimiento de un contenedor a otro contenedor en un punto especialmente diseñado para realizar la muestra. Dicho punto de muestreo no existe en los barcos o barcazas; por lo tanto, esta prueba no se puede realizar a un producto en un barco o barcaza.</p> <p>Por lo antes expuesto creemos que la norma debe incluir la opción explícita de cumplir con una prueba o la ASTM D 2276 o la ASTM D 5452 o ambas. Esta opcionalidad evitará problemas de interpretación a la hora de evaluar la calidad de turbosina tipo A o A1 en una terminal marítima.</p>	<p>No procede</p> <p>Dada la estructura de la Norma, donde se indican en las tablas distintos métodos aceptados para una especificación, es válido tomar una opción de la gama de métodos de prueba, tanto indicados en las tablas correspondientes como los del numeral 6.3.</p> <p>Lo anterior es congruente con el Artículo 49 de la LFMN.</p>

<p>Tesoro</p> <p>Remover requerimientos referentes a "Partículas Contaminantes" en lo que respecta a la Turbosina.</p> <p>Mientras que la pureza es muy importante para los combustibles de turbinas de aviación, las pruebas de detección de partículas contaminantes deben ser realizadas lo más cercano posible a la entrega del producto en los aviones, no en las terminales de importación. La logística de entrega del producto considera barcos, tuberías y camiones. Las tuberías no necesariamente son de uso exclusivo para la turbosina, y los diferentes modos de transporte pueden ocasionar el arrastre de partículas. Es por ello que los aeropuertos cuentan con sistemas de filtración para garantizar el nivel de pureza requerido.</p> <p>En consecuencia, recomendamos que la medición de las partículas sea en los aeropuertos, y se asegure que las pruebas a la entrada del avión estén en conformidad con los estándares internacionales de manejo de combustible como la OACI 9977, IE /JIG Standard 1530, JIG 1, 2 JIG, API 1543, API 1595, y ATA - 103 los que entendemos son utilizados en los aeropuertos de México, así como alrededor del mundo. A tal punto, cualquier partícula será en última instancia filtrada de la Turbosina antes de su consumo final.</p> <p>Considerar la prueba de medición de partículas a nivel de aeropuertos previo a su consumo final. Los aeropuertos cuentan con sistemas de filtración que remueven las partículas contaminantes.</p> <p>Mientras que la pureza es muy importante para los combustibles de turbinas de aviación, las pruebas de detección de partículas contaminantes deben ser realizadas lo más cercano posible a la entrega del producto en los aviones, no en las terminales de importación. La logística de entrega del producto considera barcos, tuberías y camiones. Las tuberías no necesariamente son de uso exclusivo para la turbosina, y los diferentes modos de transporte pueden ocasionar el arrastre de partículas. Es por ello que los aeropuertos cuentan con sistemas de filtración para garantizar el nivel de pureza requerido.</p> <p>En consecuencia, recomendamos que la medición de las partículas sea en los aeropuertos, y se asegure que las pruebas a la entrada del avión estén en conformidad con los estándares internacionales de manejo de combustible como la OACI 9977, IE /JIG Standard 1530, JIG 1, 2 JIG, API 1543, API 1595, y ATA - 103 los que entendemos son utilizados en los aeropuertos de México, así como alrededor del mundo. A tal punto, cualquier partícula será en última instancia filtrada de la Turbosina antes de su consumo final.</p>	<p>No procede</p> <p>Toda vez que las partículas contaminantes es un parámetro de calidad crítico, se mantiene su determinación en toda la cadena de producción y suministro como lo establece la LH.</p>
---	--

<p>Tesoro</p> <p>Considerar que los aditivos (antioxidante y desactivador de metales) sean opcionales. De acuerdo a la norma estándar ASTM D1655, el antioxidante es opcional y el desactivador de metal se utiliza sólo cuando es necesario.</p>	<p>No procede</p> <p>La norma establece únicamente un límite máximo, no obliga al uso de aditivos antioxidante y desactivador de metales.</p>
--	--

	<p>Chevron</p> <p>Chevron recomienda ampliar el renglón de "Aditivos" en la Tabla 8 a fin de reconocer el contenido completo de D1655 tabla 2, para que cada aditivo que sea aceptable para los fabricantes (OEMs) de aeronaves y motores sea permitido. Este planteamiento ya se ha utilizado para los antioxidantes y el aditivo desactivador de metales y debería ser ampliado para que incluya los mejoradores de la conductividad eléctrica, los aditivos de detección de fugas, los aditivos biocidas, los inhibidores de la formación de hielo en el sistema de combustible, y los inhibidores de corrosión/mejoradores de lubricidad actualmente aprobados. Esto es necesario para restringir de forma eficaz el uso de aditivos sólo a aquellos que se consideran como aceptables para su uso.</p> <p>El límite de Desactivador de Metales debería ser 2.0 mg/L como máximo a la primera adición y entonces 5.7 mg/L como máximo en forma acumulada. Esto es para mantener la congruencia con D1655.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se eliminarán las observaciones adicionales (5) y (6) de la Tabla 8, y se hará referencia a la Tabla 2 de la ASTM D1655 y Tabla A.5.4 del British Ministry of Defense Standard DEF STAN 91-91 Turbine Fuel, Kerosine Type, Jet A-1 en lo relativo a los aditivos aprobados.</p>
	<p>Pedro Ismael Hernández Delgado</p> <p>Mantener el valor de la especificación de la calificación por microseparómetro sin aditivo en 90 mínimo y realizar el ajuste correspondiente en el valor con aditivo de conductividad eléctrica. Las homologaciones con especificaciones de otros países no son siempre del todo convenientes, ver el caso de las gasolinas como ejemplo.</p>	<p>No procede</p> <p>Toda vez que el cambio propuesto carece de justificación.</p>
	<p>Tesoro</p> <p>El contenido del FAME se limita a 50 mg / kg en D1655, pero no es una prueba requerida. Recomendamos que la prueba FAME no sea un requisito porque crea un gasto adicional innecesario.</p>	<p>No procede</p> <p>Toda vez que es una especificación relevante para detección de contaminación con biocombustibles.</p>

	<p>Sica medición</p> <p>FAME- La especificación D1655 menciona, dentro de la tabla 3²⁴, cuatro notas concernientes al contenido de FAME en turbosina. Consideramos que las notas B y C son de importancia y sugerimos que sean incluidas en la NOM:</p> <p style="text-align: center;">TABLE 3 Identified Incidental Materials</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Material</th> <th style="text-align: center;">Permitted Level</th> <th style="text-align: center;">Test Methods</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Fatty Acid Methyl Ester (FAME)^A</td> <td style="text-align: center;">50 mg/kg max^{B,C}</td> <td style="text-align: center;">D7797/IP 583, IP 585,^D IP 590, IP 599</td> </tr> </tbody> </table> <p>^A For the purpose of meeting this requirement FAME is defined as material meeting the limits of EN14214 or Specification D6751. Fatty acid methyl esters that fail to meet the biodiesel quality standards are not permitted in aviation turbine fuel.</p> <p>^B On an emergency basis, up to 100 mg/kg FAME is permitted in jet fuel when authorized by the airframe and engine manufacturers and managed in compliance with airframe and engine manufacturer requirements.</p> <p>^C Subcommittee J intends to evaluate field experience in December 2016 to determine if a ballot to increase the FAME content limit to 100 mg/kg is supported by the absence of significant FAME-related problems.</p> <p>^D Test Method IP 585 shall be the referee method.</p>	Material	Permitted Level	Test Methods	Fatty Acid Methyl Ester (FAME) ^A	50 mg/kg max ^{B,C}	D7797/IP 583, IP 585, ^D IP 590, IP 599	<p>No procede</p> <p>No se justifica establecer un límite 100 mg/kg de FAME en casos de emergencia, dada la ausencia de evidencia de que este límite no produce afectaciones significativas.</p>
Material	Permitted Level	Test Methods						
Fatty Acid Methyl Ester (FAME) ^A	50 mg/kg max ^{B,C}	D7797/IP 583, IP 585, ^D IP 590, IP 599						

<p>Chevron</p> <p>Chevron recomienda que el contenido de la tabla a continuación y las notas de ASTM D1655 sean incorporados a la norma pendiente a fin de utilizar el límite mayor de FAME así como para permitir el uso de un límite de FAME en turbosina de 100 ppm que se está desarrollando actualmente.</p> <table border="1" data-bbox="381 394 846 472"> <thead> <tr> <th>Material</th> <th>Permitted Level</th> <th>Test Methods</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fatty Acid Methyl Ester (FAME)^A</td> <td>50 mg/kg max^{B,C}</td> <td>D7797/IP 563, IP 585,^D IP 590, IP 599</td> </tr> </tbody> </table> <p>^A For the purpose of meeting this requirement FAME is defined as material meeting the limits of EN14214 or Specification D6751. Fatty acid methyl esters that fail to meet the biodiesel quality standards are not permitted in aviation turbine fuel.</p> <p>^B On an emergency basis, up to 100 mg/kg FAME is permitted in jet fuel when authorized by the airframe and engine manufacturers and managed in compliance with airframe and engine manufacturer requirements.</p> <p>^C Subcommittee J intends to evaluate field experience in December 2016 to determine if a ballot to increase the FAME content limit to 100 mg/kg is supported by the absence of significant FAME-related problems.</p> <p>^D Test Method IP 585 shall be the referee method.</p>	Material	Permitted Level	Test Methods	Fatty Acid Methyl Ester (FAME) ^A	50 mg/kg max ^{B,C}	D7797/IP 563, IP 585, ^D IP 590, IP 599	<p>No procede</p> <p>No se justifica establecer un límite 100 mg/kg de FAME en casos de emergencia, dada la ausencia de evidencia de que este límite no produce afectaciones significativas.</p>
Material	Permitted Level	Test Methods					
Fatty Acid Methyl Ester (FAME) ^A	50 mg/kg max ^{B,C}	D7797/IP 563, IP 585, ^D IP 590, IP 599					

<p>Sica medición</p> <p>Observaciones (4)- En la especificación D1655 es obligatoria la evaluación del depósito en el tubo, preferentemente mediante ITR/ETR o de manera visual. Debido a la importancia de la prueba D3241 dentro de las especificaciones de la turbosina, sugerimos que se especifique en la NOM la obligatoriedad de la evaluación de depósito en el tubo. Adicionalmente en la tabla 2³⁰ del método D3241 enlista las características operativas críticas de los instrumentos y en sus notas A,B y C menciona que los equipos y tubos de calentamiento fabricados por PAC fueron utilizados para el desarrollo de dicho método y que se estableció un protocolo de equivalencia para tubos de calentamiento que sean reconocidos como equivalentes por el RR:D02-1550 sean aceptados como válidos para el reporte de prueba D3241.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se modifica la obligación adicional (7) correspondiente a la Tabla 8, queda como sigue: (7) La prueba de estabilidad térmica (ASTM D3241) debe efectuarse a 260 °C durante 2.5 horas. Los tubos de calentamiento reconocidos como equivalentes por el protocolo RR:D02-1550 son aceptados para el reporte de prueba de la ASTM D3241.</p>
<p>Chevron</p> <p>La Observación correspondiente a este renglón no es necesaria porque no hay una limitación adicional específica si el punto de humo se encuentra entre 18 y 20 mm. Chevron recomienda que se borre la Observación 7.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se elimina la Observación 7.</p>
<p>Chevron</p> <p>El renglón de antioxidantes actualmente se refiere a una Observación que versa sobre el aditivo desactivador de metales y debería ser modificado para que se refiera a la Observación correcta, la Observación 5. Del mismo modo el límite del aditivo desactivador de metales se refiere a la Observación 8, misma que no existe y debería ser modificado para que se refiera a la Observación 6.</p>	<p>No procede</p> <p>Se hizo la revisión correspondiente.</p>
<p>Sica medición</p> <p>Partículas- la especificación Def Stan 91-91 Issue 7 Amendment 3, requiere que se mida el contenido de partículas mediante los métodos IP 564, IP 565 o IP 577 y que estos sean reportados según el código ISO 4406:1999. En función de que la especificación Def Stan 91-91 es una</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se agregan métodos IP 564, IP 565 o IP 577 como métodos alternos en el numeral 6.3 de la Norma.</p>

	<p>de las referidas por IATA y utilizada por múltiples aerolíneas internacionales, sugerimos que dicha variable y sus métodos sean incluidas en la NOM.</p>	
--	---	--

	<p>Sica medición</p> <p>Color- De acuerdo al Defstan 91-91 anexo E, normalmente es causa de investigación si hay cambios significativos en el color de la siguiente tabla: Sugerimos que se incorporen los métodos ASTM D156 o D6045 y que se mandatorio en para productor y para importador reportar el color por alguno de estos métodos.</p> <table border="1" data-bbox="300 661 917 850"> <thead> <tr> <th>Initial Saybolt Colour at Point of Manufacture</th> <th>Significant Change</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>>25</td> <td>>8</td> </tr> <tr> <td>≤25, but ≥15</td> <td>>5</td> </tr> <tr> <td><15</td> <td>>3</td> </tr> </tbody> </table>	Initial Saybolt Colour at Point of Manufacture	Significant Change	>25	>8	≤25, but ≥15	>5	<15	>3	<p>No procede</p> <p>Agregar este método de prueba implicaría una carga regulatoria no justificada.</p>
Initial Saybolt Colour at Point of Manufacture	Significant Change									
>25	>8									
≤25, but ≥15	>5									
<15	>3									
	<p>Sica medición</p> <p>Agua libre- Se sugiere que se incluya en la tabla 8 la prueba de agua libre a través del método D3240, cuando exista riesgo de contaminación por agua libre.</p> <p>Este riesgo existe normalmente cuando la turbosina se importa vía marítima, ya que las embarcaciones hacen limpieza de sus tanques con agua y en muchas ocasiones se llenan sus tanques con agua para mantener un adecuado balance en altamar. Adicionalmente existen otras situaciones que pueden introducir agua al sistema como filtración a los tanques de almacenamiento, inyección intencional en ductos, entre otras. El apéndice X1 enlista diversas recomendaciones relativas a la limpieza y contaminación de la turbosina.</p> <p>X1.12 Fuel Cleanliness and Contamination</p> <p><i>X1.12.1 Introduction:</i></p> <p>X1.12.1.1 Unlike most other fuel properties, fuel cleanliness is dynamic; constantly changing during transportation and distribution. Jet fuel should be maintained in as clean a condition as possible right up to and in airport storage to ensure that possible failures of individual filtration components will not result in an unsafe condition. Airport control of cleanliness should be such as to ensure that only fuel relatively absent of free water and solid particulates is delivered into aircraft.</p>	<p>No procede</p> <p>El apéndice X1 del método ASTM D3240 se refiere a medidas de mantenimiento que deben observarse para que el combustible se encuentre libre de partículas y agua libre.</p> <p>Se considera como una carga regulatoria innecesaria, ya que los sistemas de conducción en los aeropuertos disponen de filtros para recolectar el agua libre, en su caso.</p>								

Texto actual:

TABLA 9.- ESPECIFICACIONES DE PETROLÍFEROS DE USO INDUSTRIAL

Nombre del petrolífero:			Valor límite		
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Diésel industrial	Gasóleo doméstico	Combustóleo
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por Método de hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)	Informar	Informar	Informar
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada (ASTM D 93, ASTM D 7094, ASTM D 3828)	45.0 mínimo	45.0 mínimo	60.0 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de productos. (ASTM D 97)	10 máximo	10 máximo	-----

D 86, ASTM D 7344, ASTM D 7345)	345.0 máximo	345.0 máximo	-----		
Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)	1.900 a 4.100 a 40 °C	1.900 a 4.100 a 40 °C	636.0 a 1166 a 50 °C
Azufre ²⁾	% masa	Azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía (ASTM D 4294) Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros. (ASTM D 5453, ASTM D 7220, ASTM D 2622, ASTM D 7039)	0.5 máximo 0.05 máximo ¹⁾	0.05 máximo 0.05 máximo ¹⁾	4.0 máximo
Nitrógeno	ppm peso	Nitrógeno total en aceites lubricantes y en combustibles líquidos (ASTM D 3228)	--	--	Informar
Vanadio y níquel	mg/kg	Determinación de níquel y vanadio en petróleos crudos y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica con detector de flama (ASTM D 5863)			Informar
Poder Calorífico	MJ/kg	Estimación de calor neto y bruto de combustión de combustibles diésel y para quemadores (ASTM D 4868, ASTM D 4809).	--		40 mínimo
Asfaltenos (Insolubles en nC7)	% 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:					
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.					
Límite aplicable para la ZMVM. Todos los combustibles industriales que se comercialicen en la ZMVM tendrán un contenido máximo de azufre de 0.05 % en peso. Para los corredores industriales y centros de población especificados en el Anexo 2, se dispondrá de combustible con un contenido máximo de azufre de 2 % en masa.					

Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
---	-------------------------------------

<p>Sica medición</p> <p>Sugerimos que la tabla 9 se homologue a los grados de diésel que los incisos 1.1.1 a 1.1.7*1 de la especificación D975-15c, así como a otras especificaciones de ASTM como las D396, D2880 y/o D3699, esto con el fin de que sea más fácil el intercambio de productos con especificaciones idénticas entre México y los Estados Unidos.</p>	<p>No procede</p> <p>Los grados correspondientes a los petrolíferos propuestos en esta tabla, son congruentes con las necesidades propias de México.</p>
---	---

<p>Sica medición</p> <p>Gravedad Especifica El inciso 12.1.36 del método D1298-12b especifica los valores de repetibilidad y reproducibilidad determinados históricamente y cuya fuente no puede ser verificada ni por ASTM ni por API.</p> <p style="text-align: center;">TABLE 3 Precision Values</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5" style="text-align: center;">Product: Transparent Low-viscosity Liquids</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Parameter</th> <th style="text-align: center;">Temperature Range, °C (°F)</th> <th style="text-align: center;">Units</th> <th style="text-align: center;">Repeatability</th> <th style="text-align: center;">Reproducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Density</td> <td style="text-align: center;">-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td style="text-align: center;">kg/m³ kg/L or g/mL</td> <td style="text-align: center;">0.5 0.0005</td> <td style="text-align: center;">1.2 0.0012</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Relative Density</td> <td style="text-align: center;">-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td style="text-align: center;">NONE</td> <td style="text-align: center;">0.0005</td> <td style="text-align: center;">0.0012</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">API Gravity</td> <td style="text-align: center;">(42 to 78)</td> <td style="text-align: center;">°API</td> <td style="text-align: center;">0.1</td> <td style="text-align: center;">0.3</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5" style="text-align: center;">Product: Opaque Liquids</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Parameter</th> <th style="text-align: center;">Temperature Range, °C (°F)</th> <th style="text-align: center;">Units</th> <th style="text-align: center;">Repeatability</th> <th style="text-align: center;">Reproducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Density</td> <td style="text-align: center;">-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td style="text-align: center;">kg/m³ L or g/mL</td> <td style="text-align: center;">0.6 0.0006</td> <td style="text-align: center;">1.5 0.0015</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Relative Density</td> <td style="text-align: center;">-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td style="text-align: center;">NONE</td> <td style="text-align: center;">0.0006</td> <td style="text-align: center;">0.0015</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">API Gravity</td> <td style="text-align: center;">(42 to 78)</td> <td style="text-align: center;">°API</td> <td style="text-align: center;">0.2</td> <td style="text-align: center;">0.5</td> </tr> </tbody> </table> <p>En el inciso 14.1 del método D40527 se especifica que la precisión publicada es el resultado de una valoración estadística de los resultados de pruebas interlaboratorio. Subsecuentemente en los incisos 14.1.1 y 14.1.2 se publican los valores de repetibilidad y reproducibilidad para el rango de 0.68 a 0.97 g/ml. Repetibilidad 0.0001 y Reproducibilidad 0.0005, ambos valores en el método D4052 son mejores que los publicados para el método D1298. Por lo cual sugerimos que se defina el método D4052 como el método oficial en casos de controversia ente la parte compradora y la parte vendedora.</p>	Product: Transparent Low-viscosity Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility	Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ kg/L or g/mL	0.5 0.0005	1.2 0.0012	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0005	0.0012	API Gravity	(42 to 78)	°API	0.1	0.3	Product: Opaque Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility	Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ L or g/mL	0.6 0.0006	1.5 0.0015	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0006	0.0015	API Gravity	(42 to 78)	°API	0.2	0.5	<p>No procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 209.</p>
Product: Transparent Low-viscosity Liquids																																																			
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility																																															
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ kg/L or g/mL	0.5 0.0005	1.2 0.0012																																															
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0005	0.0012																																															
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.1	0.3																																															
Product: Opaque Liquids																																																			
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility																																															
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ L or g/mL	0.6 0.0006	1.5 0.0015																																															
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0006	0.0015																																															
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.2	0.5																																															

<p>Sica medición</p> <p>Temperatura de Inflamación Sugerimos que para cada especificación se defina un método oficial, así como métodos alternativos, para la medición de temperaturas de inflamación. En las especificaciones D396, D2880 y D3699 son aceptados los métodos D56, D93 y D3828 dependiendo de las características del producto a evaluar.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se agrega el método ASTM D56 al numeral 6.3 de la Norma como método alterno.</p>
---	--

<p>Sica medición</p> <p>Destilación El método D7344 no está reconocido como válido para la destilación de Diésel por la especificación ASTM D975-15c15. Sugerimos se elimine este método de la tabla 9 para evitar confusiones y discrepancias con dichas especificaciones, especialmente para los combustibles de Uso Industrial importados en los</p>	<p>No procede</p> <p>Los alcances del método son adecuados y suficientes para ser utilizado.</p>
--	---

Estados Unidos y de países que se apeguen a dichas especificaciones.																																		
<p>COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Nombre del petrolífero:</th> <th colspan="2">Valor límite</th> </tr> <tr> <th>Propiedad</th> <th>Unidad</th> <th>Método de prueba</th> <th></th> <th>Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Viscosidad cinemática</td> <td>cSt</td> <td>Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)</td> <td></td> <td>320.0 a 1166 a 50 °C</td> </tr> </tbody> </table>		Nombre del petrolífero:			Valor límite		Propiedad	Unidad	Método de prueba		Combustible	Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)		320.0 a 1166 a 50 °C	<p>Procede parcialmente. La Tabla 9 de la Norma queda como sigue:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Nombre del petrolífero:</th> <th colspan="2">Valor límite</th> </tr> <tr> <th>Propiedad</th> <th>Unidad</th> <th>Método de prueba</th> <th></th> <th>Combustible</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Viscosidad cinemática</td> <td>cSt</td> <td>Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)</td> <td>[...]</td> <td>[...]</td> <td>150.0 a 1166 a 50 °C</td> </tr> </tbody> </table>		Nombre del petrolífero:			Valor límite		Propiedad	Unidad	Método de prueba		Combustible	Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)	[...]	[...]	150.0 a 1166 a 50 °C
Nombre del petrolífero:			Valor límite																															
Propiedad	Unidad	Método de prueba		Combustible																														
Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)		320.0 a 1166 a 50 °C																														
Nombre del petrolífero:			Valor límite																															
Propiedad	Unidad	Método de prueba		Combustible																														
Viscosidad cinemática	cSt	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica, ASTM D 445, ASTM D 88, ASTM D 2161)	[...]	[...]	150.0 a 1166 a 50 °C																													
<p>La CFE para sus procesos de generación emplea varios combustibles, para este caso, el combustible pesado. Respecto del combustible importado, la viscosidad cinemática está por debajo del rango inferior de la Norma (636 cSt), por lo que fluye más rápido, su aprovechamiento en la combustión es más eficiente, tiene un menor contenido de azufre, más limpio y amigable con el medio ambiente.</p> <p>De vernos favorecidos con esta adecuación, se tendría mayor disponibilidad de la adquisición de este producto para abastecer los volúmenes que no podemos obtener con la producción nacional, además, de adquirirlo en las mejores condiciones económicas existentes.</p>		<p>Lo anterior, porque al disminuir la viscosidad del producto en su intervalo inferior implica un petrolífero más fácil de manejar y de mejor calidad.</p>																																

<p>Pemex</p> <p>Viscosidad cinemática 150 a 1166 a 50° C</p> <p>La viscosidad cinemática se puede medir, principalmente, con la prueba ASTM D 445. Por otro lado, en la especificación ASTM D 396 15c se puede observar una tabla comparativa entre diversos combustibles industriales.</p> <p>Sugerimos reducir el rango mínimo de la viscosidad de 636 a 150 cSt con el fin de ampliar el rango de productos que pueden comercializarse como combustóleo. Los beneficios específicos son: un rango mayor para que los consumidores puedan tener más opciones para escoger productos disponibles en el mercado, aumentar la flexibilidad operativa y disminuir costos de transporte por incluir productos menos viscosos. Por otro lado reducir el rango mínimo de 636 a 150 cSt implica un mejoramiento de la calidad. Productos menos viscosos son mejores que productos más viscosos</p> <p>Lo anterior no afecta la diferenciación entre el combustóleo y los gasóleos, ya que la viscosidad del gasóleo doméstico y/o industrial tiene un rango de 1.9 a 4.1 a 40°C (equivalente 1.6 a 3.4 a 50°C) muy por debajo de los 300 a 1666 a 50°C que se solicita en la propuesta.</p> <p>En el caso de los combustibles intermedios (IFO), el IFO 180 tiene un rango de 125 a 180 cSt; mientras que el IFO 380 tiene un rango máximo de 380. En este caso tampoco hay inconveniente, ya que los productos van orientados a maquinarias distintas. En el caso del combustóleo de la tabla 9, éste es para un quemado en una planta termoeléctrica. En el caso del IFO 380, es para una maquinaria en una embarcación marítima.</p> <p>Además, como es el caso de los gasóleos, donde el diésel automotriz, agrícola, marino, industrial y domésticos todos tienen la misma viscosidad y ésta similitud no los hace productos similares.</p> <p>Por lo antes expuesto consideramos que disminuir el rango mínimo de 636 a 300 cSt implica una mejora que no afecta la diferenciación con otros productos regulados por la norma. Además de que utilizar combustibles menos viscosos puede tener un impacto positivo en la reducción de emisiones contaminantes frente a un producto más viscoso.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en los términos de la respuesta al comentario 243</p>
---	--

<p>Pedro Ismael Hernández Delgado</p>						<p>No procede</p> <p>En México, sólo el gasóleo doméstico y el diésel agrícola marino tienen color para identificación fiscal.</p>
<p>Nombre del petrolífero:</p>			<p>Valor límite</p>			
<p>Propiedad</p>	<p>Unidad</p>	<p>Método de prueba</p>	<p>Diésel industrial</p>	<p>Gasóleo doméstico</p>	<p>Combustóleo</p>	
<p>Color</p>	<p>Adimensional</p>	<p>Color de productos de petróleo (ASTM D 1500)</p>	<p>Informar o 5.0 máximo</p>	<p>Morado</p>	<p>--</p>	
<p>Mantener la prueba del color en el Diésel Industrial, especificando que se informe o continúe con el parámetro de 5.0 máximo (ASTM- D-1500-04^o).</p>						

<p>Pemex</p> <p>Combustóleo AZUFRE 4.4% masa</p> <p>El crudo mexicano pesado tipo Maya está siendo obtenido con elevadas concentraciones de azufre; En Pemex no existen proyectos para desulfurar el combustóleo, solamente se tiene en planeación la reconfiguración de 3 refinerías más con esquema de coquización, adicionalmente se tiene planeado modificar el esquema de las plantas reductoras de viscosidad a coquizadoras. El combustóleo al ser una corriente de residuo de los procesos de refinación, su concentración de azufre proveniente directamente del crudo, en el caso de nuestro país es alto.</p> <p>Como argumento fundamental, en la NOM-085 están plenamente acotadas las emisiones en base a la mezcla de combustibles. Por lo que es importante considerar que el análisis de la ASOCIACIÓN NACIONAL DE LA INDUSTRIA QUÍMICA está fuera de lugar, ya que las emisiones que acota la NOM-085, están basadas en la mezcla de combustibles para lograr la concentración que especifican, y en la análisis que presentan, lo hacen considerando la combustión de 100% de combustóleo, lo cual está fuera de lugar.</p> <p>Por lo anterior, se aclara que esta es una norma de especificación de petrolíferos, y no de emisiones, por lo tanto se ratifica nuestra petición de modificar el contenido de Azufre en el combustóleo a 4.4% masa.</p>	<p>Sí procede</p> <p>La CFE es el principal consumidor de combustóleo en centrales termoeléctricas, y logró reducir el uso de este combustible en 48 % en 2015 en relación con 2012; para 2018 el consumo se habrá reducido 90%.</p> <p>Por otra parte, entre 2012 y 2014, la CFE disminuyó en 45% las emisiones a la atmosfera de CO₂ relacionadas con el uso del combustóleo.</p> <p>De acuerdo con la información proporcionada por Pemex, en los procesos de refinación actuales en los que el objetivo primordial es la reducción de azufre en gasolinas y diésel, el efecto ha resultado en concentraciones elevadas de azufre en los combustibles residuales y la concentración de azufre en las refinerías ha resultado en 4.4%. Por lo anterior, dada la rápida tendencia de reducción del consumo de combustóleo en favor del gas natural, y dado que en Pemex no se tienen proyectos para desulfurar el combustóleo, no se viable mantener el azufre en 4.0%.</p>
--	--

<p>SEMARNAT</p> <p>Combustóleo 4.0% máximo Enero 2020 3.0% máximo</p> <p>Es posible que durante la vigencia de la norma (5 años) el precio del combustóleo se deprecie a niveles por inferiores a los del gas natural. De ser así, la demanda por el combustóleo aumentaría sustancialmente en la industria con mayor intensidad energética (petrolera, eléctrica, siderúrgica, cementera, etc.), el aumento en la combustión de miles de toneladas de este residual se traduciría invariablemente en mayores emisiones de óxidos de azufre a la atmósfera, con las consabidas consecuencias negativas en la salud de la población y afectaciones al medio ambiente.</p> <p>Por tal razón, la SEMARNAT considera importante que el combustóleo que se comercialice a partir del 2020 contenga un valor máximo de azufre del 3.0%, lo anterior justificado en el hecho de que la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, que regula los límites de emisión de contaminantes criterio, establece un programa paulatino de reducción de emisión de bióxido de azufre para enero de 2019 en lo referente a las fuentes mayores que son precisamente las que cuentan con equipos de mayor capacidad de combustión, típicamente utilizados por las fuentes fijas de jurisdicción federal; además de que con fundamento en la Reforma Energética y la Ley de Hidrocarburos, es viable importar de los E.E.U.U combustóleo (fuel oil No. 6) con un contenido de azufre que oscila de entre 2.5 a 3% de peso en azufre.</p> <p>Cabe señalar que Petróleos Mexicanos realiza una reconfiguración en sus refinerías consistente en reducir los residuales por combustibles intermedios de mayor valor, sustituyendo así la producción del combustóleo por carbón y pet coke principalmente.</p> <p>De acuerdo con la NOM-022-SSA1-20106, las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) contribuyen a la formación de aerosoles inorgánicos secundarios, partículas finas perjudiciales para la salud humana. El SO₂ es hidrosoluble y al hidrolizarse da lugar a ácido lo que le confiere sus características potencialmente agresoras, asimismo se asocia con la humedad de las mucosas conjuntival y respiratoria; constituye un riesgo en la irritación e inflamación aguda o crónica; el SO₂ también se asocia con el material particulado (PST, PM₁₀), lo cual se traduce en un riesgo mayor, puesto que su acción es sinérgica. Estudios recientes señalan que la mezcla de emisiones de SO₂ provenientes de fuentes fijas y móviles dentro de las áreas urbanas, causan un aumento en la mortalidad en adultos mayores con padecimientos cardiovasculares y respiratorios, y eleva el ingreso a los servicios de emergencia por causas respiratorias y obstrucción crónica pulmonar a niveles por debajo de la media anual 0,017 ppm o 45 µg/m³ (Promedio anual). Schwartz, J. (1992).</p> <p>Por último, la SEMARNAT considera que en todo caso diluir el contenido de azufre del combustóleo para llegar a un 3% de peso mediante combustibles alternativos, debería ser una obligación para la (s) empresa (s) que comercialicen dicho residual en México, ya que el costo por concepto de externalidades provenientes de este residual es muy superior a las inversiones que se requieren para diluir con otros combustibles más limpios o la adquisición de equipos de control.</p>	<p>No procede</p> <p>Se atiende en los términos de la respuesta al comentario 246.</p>
--	---

<p>Pedro Ismael Hernández Delgado</p> <p>Revisar la especificación del contenido de azufre del Diésel Industrial y del Gasóleo Doméstico, considerando lo que se establece en la nota (2) de la Tabla 9 y en el Anexo 2 del proyecto, así como los volúmenes de venta de los últimos años de ambos petrolíferos. Con respecto a la nota (2), es recomendable que se precise si se refiere a los tres petrolíferos de uso industrial o a alguno(s) en específico. Se genera cierta confusión al especificar contenidos de azufre de 5000 ppm para el Diésel Industrial y de 500 ppm para el Gasóleo Industrial (excepto en la ZMVM), si en los principales corredores industriales se va disponer de un combustible con un contenido máximo de azufre hasta por 20000 ppm. En el caso del Combustóleo también se crea la confusión, porque la especificación del proyecto señala un máximo de 4% peso.</p>	<p>No procede</p> <p>Se aclara que habrá disponibilidad de combustibles con 2 % máximo de azufre en los corredores industriales indicados en el Anexo 2, y que prevalecen los valores límite para el gasóleo doméstico y el diésel industrial.</p>
<p>CACHEAUX CAVAZOS & NEWTON</p> <p>En la Tabla 9. Especificaciones de petrolíferos de uso industrial, se establecen dos obligaciones adicionales. Conforme a la obligación (1), el contenido máximo de azufre en los combustibles industriales que se comercialicen en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM) será de 0.05% en peso. Sin embargo, en la obligación (2) dicho máximo se establece en 2% en masa aplicable en otros corredores industriales y centros de población.</p> <p>Esto último resulta extraño pues la práctica internacional es determinar el valor máximo de azufre en combustibles industriales en función del peso.</p>	<p>No procede</p> <p>La connotación en masa es correcta en el presente caso.</p>
<p>Sica medición</p> <p>Azufre</p>	<p>No procede</p> <p>No hay comentario</p>

<p>Pedro Ismael Hernández Delgado</p>						<p>No procede</p> <p>Al controlarse la viscosidad cinemática y permitirse un límite menor de ésta, se hace innecesaria la especificación de la temperatura de escurrimiento para el combustóleo.</p>
<p>Nombre del petrolífero:</p>			<p>Valor límite</p>			
<p>Propiedad</p>	<p>Unidad</p>	<p>Método de prueba</p>	<p>Diésel industrial</p>	<p>Gasóleo doméstico</p>	<p>Combustóleo</p>	
<p>Temperatura de escurrimiento</p>	<p>°C</p>	<p>Punto de fluidez de productos. (ASTM D 97)</p>	<p>10 máximo</p>	<p>10 máximo</p>	<p>15 máximo</p>	
<p>Mantener en el Combustóleo la especificación de la temperatura de escurrimiento en 15° C máximo, siempre es una importante indicación de la temperatura a la cual se pueden obstruir líneas por solidificación.</p>						

Texto actual:

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

Propiedad	Unidad	Método de prueba ASTM	Mínimo	Máximo
Gravedad específica 20/4 °C	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, ASTM D 4052)	Informar	Informar
Densidad a 15 °C	kg/m3	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	°C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7345, ASTM D 7344)	Informar	Informar
Temperatura inicial de ebullición	°C		-	75.0
Combustible evaporado	°C		75.0	-
el 10 % destila a:	°C		-	105.0
el 40 % destila a:	°C		-	135.0
el 50 % destila a:	°C		-	170.0
el 90 % destila a:	%vol.		97.0	-
Temp. final de ebullición	%vol.		-	1.5
Volumen recuperado	%vol.		135.0	-
Residuo de destilación	°C			
Pérdida en la destilación				
Suma de las temperaturas de 10 y 50 % evaporados				

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

OBSERVACIONES	
<p>Las tolerancias de precisión por repetibilidad, reproducibilidad y tendencia establecidas en los métodos ASTM, aplican en los análisis comparativos de calidad del producto.</p> <p>Los métodos establecidos en esta tabla deberán utilizarse invariablemente y se podrá utilizar un método alternativo ASTM en caso de falla o reparación del equipo analítico principal, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables.</p> <p>Las temperaturas de destilación deben ser corregidas a 101.325 kPa (760 mm Hg).</p> <p>Solamente se podrá adicionar en forma de mexoctán azul.</p> <p>En el Método ASTM D 4529 el valor que se obtiene es calculado. En caso de discrepancia, el método ASTM D 4809 deberá preferirse.</p> <p>Solamente se podrán utilizar los siguientes compuestos:</p> <p>2,6 dierbutil 4 metilfenol; 2,4 dimetil 1,6 terbutilfenol y 2,6 dierbutil fenol</p> <p>En las siguientes mezclas:</p> <p>75 % min de 2,6 dierbutil fenol y 25 % max de la mezcla de di y tri terbutilfenol.</p> <p>75 % min de di y tri isopropil fenol y 25 % max de la mezcla de di y tri terbutil fenol</p> <p>1. min de 2,4 dimetil 1,6 terbutilfenol y 28 % max de la mezcla de monometil y dimetil terbutilfenol</p> <p>(7) El colorante azul será esencialmente 1, 4 dialkil amino-antraquinona a una concentración máxima de 4.7 mg/gal; en el amarillo será p dietil amino azo benceno a una concentración máxima de 7.0 mg/gal.</p>	
Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>Chevron</p> <p>Chevron recomienda que el grado de "100LL" se mencione o en el encabezado de la Tabla 10 o como un nuevo renglón dentro de esa tabla. Esto sería para asegurar la congruencia con la identificación de grado señalada en ASTM D910 y en la Norma de Defensa 91-90 (Defense Standard 91-90) para las gasolinas de aviación que tienen los mismos límites de propiedad.</p>	<p>Sí procede</p> <p>En el título, se pone entre paréntesis (100LL).</p>
<p>Chevron</p> <p>Chevron recomienda el uso de un renglón de "aditivos" parecido al de la Tabla 8. Las referencias actuales a los antioxidantes y la conductividad se deberían incorporar a dicho renglón así como los aditivos que serán reconocidos dentro de ASTM D910 sección 6.3 para que cada aditivo que sea aceptable para los fabricantes (OEMs) de aeronaves y motores sea permitido. De esta forma se ampliaría la lista de los aditivos que actualmente se encuentran aprobados para que incluya los inhibidores de la formación de hielo en el sistema de combustible y los inhibidores de corrosión. Esto es necesario para restringir de forma eficaz el uso de aditivos sólo a aquellos que se consideran como aceptables para su uso.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se agrega como observación adicional a la Tabla 8, lo siguiente;</p> <p>(8) En relación a otros aditivos, adicionales a los ya referidos en las obligaciones anteriores, se estará a lo establecido en la sección 6.3 de la ASTM D910.</p>

<p>Chevron</p> <p>ASTM D909 especifica un número de desempeño de 130 como máximo, lo que se refleja en el proyecto de norma. Sin embargo, en la columna de Propiedad no se deberían incluir las letras "MON" porque esto es una clasificación de sobrealimentador (supercharge rating). Se debería especificar asimismo que el método permitido es el de D909 Standard Test Method for Supercharge Rating of Spark-Ignition Aviation Gasoline.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se agrega ASTM D909 como método alternativo en el numeral 6.3.</p>
---	--

<p>Sica medición Se sugiere hacer referencia a la especificación D910 y a los diversos grados de combustible, con el fin de no limitar la comercialización de exclusivamente un grado.</p>	<p>No procede Las especificaciones de la Norma corresponden al grado de gasavión 100LL que se comercializa en el país.</p>																																																		
<p>Sica medición El inciso 12.1.36 del método D1298-12b especifica los valores de repetibilidad y reproducibilidad determinados históricamente y cuya fuente no puede ser verificada ni por ASTM ni por API.</p> <p style="text-align: center;">TABLE 3 Precision Values</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5" style="text-align: center;">Product: Transparent Low-viscosity Liquids</th> </tr> <tr> <th>Parameter</th> <th>Temperature Range, °C (°F)</th> <th>Units</th> <th>Repeatability</th> <th>Reproducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Density</td> <td>-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td>kg/m³</td> <td>0.3</td> <td>1.2</td> </tr> <tr> <td>Relative Density</td> <td>-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td>kg/L or g/mL</td> <td>0.0005</td> <td>0.0012</td> </tr> <tr> <td>API Gravity</td> <td>(42 to 76)</td> <td>°API</td> <td>0.1</td> <td>0.3</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5" style="text-align: center;">Product: Opaque Liquids</th> </tr> <tr> <th>Parameter</th> <th>Temperature Range, °C (°F)</th> <th>Units</th> <th>Repeatability</th> <th>Reproducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td>kg/m³</td> <td>0.6</td> <td>1.5</td> </tr> <tr> <td>Relative Density</td> <td>-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td>L or g/mL</td> <td>0.0006</td> <td>0.0015</td> </tr> <tr> <td>API Gravity</td> <td>(42 to 76)</td> <td>°API</td> <td>0.2</td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table> <p>En el inciso 14.1 del método D4052 se especifica que la precisión publicada es el resultado de una valoración estadística de los resultados de pruebas interlaboratorio. Subsecuentemente en los incisos 14.1.1 y 14.1.2 se publican los valores de repetibilidad y reproducibilidad para el rango de 0.68 a 0.97 g/ml. Repetibilidad 0.0001 y Reproducibilidad 0.0005, ambos valores en el método D4052 son mejores que los publicados para el método D1298. Por lo cual sugerimos que se defina el método D4052 como el método oficial en casos de controversia ente la parte compradora y la parte vendedora.</p>	Product: Transparent Low-viscosity Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility	Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³	0.3	1.2	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/L or g/mL	0.0005	0.0012	API Gravity	(42 to 76)	°API	0.1	0.3	Product: Opaque Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility			kg/m ³	0.6	1.5	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	L or g/mL	0.0006	0.0015	API Gravity	(42 to 76)	°API	0.2	0.5	<p>No procede Se atiende en términos de la respuesta al comentario 209.</p>
Product: Transparent Low-viscosity Liquids																																																			
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility																																															
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³	0.3	1.2																																															
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/L or g/mL	0.0005	0.0012																																															
API Gravity	(42 to 76)	°API	0.1	0.3																																															
Product: Opaque Liquids																																																			
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeatability	Reproducibility																																															
		kg/m ³	0.6	1.5																																															
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	L or g/mL	0.0006	0.0015																																															
API Gravity	(42 to 76)	°API	0.2	0.5																																															

Texto actual:

TABLA 11.- ESPECIFICACIONES DE COMBUSTÓLEO INTERMEDIO (IFO)

Nombre del combustible:			Valor límite			
			IFO-180		IFO-380	
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por el Método de hidrómetro. (ASTM D 1298, D 4052)	-	0.9877	Informar	-

Temperatura de inflamabilidad	de	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada (ASTM D 93)	60.0	-	60.0	-
Temperatura de escurrimiento	de	°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 centrifuga (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		mm2/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
y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica con detector de flama (ASTM D 5863)				-	500	-	500

Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>Asociación Mexicana de Industriales de servicios a Buques (AMISBAC)</p> <p>Establecer el requerimiento y especificar el contenido máximo de azufre en 3.5% en masa, que deberán cumplir los proveedores de IFO 180 y 380, toda vez que prácticamente en los puertos más importantes del mundo se ha adoptado este parámetro, a efecto de reducir la contaminación del aire por los buques.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Toda vez que México se encuentra en la fase final de aceptación del Convenio MARPOL, en específico la firma del Anexo VI, que tiene por objeto reducir el contenido de azufre en combustibles de embarcaciones que arriban en la mayoría de los puertos alrededor del mundo.</p> <p>La especificación de azufre total para los grados de IFO 180 y 380 será de 3.5 % masa.</p> <p>Asimismo, se agrega un Transitorio a la Norma que indique lo siguiente:</p> <p>CUARTO.- El contenido de azufre en el combustible intermedio, entrará en vigor a partir de que se publique en el Diario Oficial de la Federación el Anexo VI del Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL).</p>
<p>Asociación Mexicana de Industriales de servicios a Buques (AMISBAC)</p> <p>Considerar los parámetros establecidos en la ISO 8217:2012 (E) Petroleum products Fuels (class F) Specifications of marine fuels, de los combustibles RMG 180, RMG 380 y DMA a fin de homologar el IFO 180, IFO 380 y Diésel Marino respectivamente, con las especificaciones aceptadas internacionalmente.</p>	<p>Sí procede</p> <p>La Norma ya hace referencia a la ISO 8217 e incorpora las especificaciones adecuadas para determinar la calidad de estos combustibles.</p>

<p>Asociación Mexicana de Industriales de servicios a Buques (AMISBAC)</p> <p>De aceptar lo anterior, se haga referencia en el numeral 9 a la Norma Internacional ISO 8217:2012 (E) Petroleum products Fuels (class F) Specifications of marine fuels.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 258.</p>
<p>Sica medición</p> <p>Se sugiere hacer referencia a la especificación D910 y a los diversos grados de combustible, con el fin de no limitar la comercialización de exclusivamente un grado.</p>	<p>No procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 258.</p>

<p>Sica medición</p> <p>Gravedad Específica El inciso 12.1.36 del método D1298-12b especifica los valores de repetibilidad y reproducibilidad determinados históricamente y cuya fuente no puede ser verificada ni por ASTM ni por API.</p> <p style="text-align: center;">TABLE 3 Precision Values</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5" style="text-align: center;">Product: Transparent Low-viscosity Liquids</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Parameter</th> <th style="text-align: center;">Temperature Range, °C (°F)</th> <th style="text-align: center;">Units</th> <th style="text-align: center;">Repeat-ability</th> <th style="text-align: center;">Repro-ducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Density</td> <td style="text-align: center;">-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td style="text-align: center;">kg/m³ kg/L or g/mL</td> <td style="text-align: center;">0.5 0.0005</td> <td style="text-align: center;">1.2 0.0012</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Relative Density</td> <td style="text-align: center;">-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td style="text-align: center;">NONE</td> <td style="text-align: center;">0.0005</td> <td style="text-align: center;">0.0012</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">API Gravity</td> <td style="text-align: center;">(42 to 78)</td> <td style="text-align: center;">°API</td> <td style="text-align: center;">0.1</td> <td style="text-align: center;">0.3</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5" style="text-align: center;">Product: Opaque Liquids</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Parameter</th> <th style="text-align: center;">Temperature Range, °C (°F)</th> <th style="text-align: center;">Units</th> <th style="text-align: center;">Repeat-ability</th> <th style="text-align: center;">Repro-ducibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Relative Density</td> <td style="text-align: center;">-2 to 24.5 (29 to 76)</td> <td style="text-align: center;">kg/m³ L or g/mL NONE</td> <td style="text-align: center;">0.8 0.0006 0.0006</td> <td style="text-align: center;">1.5 0.0015 0.0015</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">API Gravity</td> <td style="text-align: center;">(42 to 78)</td> <td style="text-align: center;">°API</td> <td style="text-align: center;">0.2</td> <td style="text-align: center;">0.5</td> </tr> </tbody> </table> <p>En el inciso 14.1 del método D40527 se especifica que la precisión publicada es el resultado de una valoración estadística de los resultados de pruebas interlaboratorio. Subsecuentemente en los incisos 14.1.1 y 14.1.2 se publican los valores de repetibilidad y reproducibilidad para el rango de 0.68 a 0.97 g/ml. Repetibilidad 0.0001 y Reproducibilidad 0.0005, ambos valores en el método D4052 son mejores que los publicados para el método D1298. Por lo cual sugerimos que se defina el método D4052 como el método oficial en casos de controversia ente la parte compradora y la parte vendedora.</p>	Product: Transparent Low-viscosity Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeat-ability	Repro-ducibility	Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ kg/L or g/mL	0.5 0.0005	1.2 0.0012	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0005	0.0012	API Gravity	(42 to 78)	°API	0.1	0.3	Product: Opaque Liquids					Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeat-ability	Repro-ducibility	Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ L or g/mL NONE	0.8 0.0006 0.0006	1.5 0.0015 0.0015	API Gravity	(42 to 78)	°API	0.2	0.5	<p>No procede</p> <p>El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p>
Product: Transparent Low-viscosity Liquids																																														
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeat-ability	Repro-ducibility																																										
Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ kg/L or g/mL	0.5 0.0005	1.2 0.0012																																										
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	NONE	0.0005	0.0012																																										
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.1	0.3																																										
Product: Opaque Liquids																																														
Parameter	Temperature Range, °C (°F)	Units	Repeat-ability	Repro-ducibility																																										
Relative Density	-2 to 24.5 (29 to 76)	kg/m ³ L or g/mL NONE	0.8 0.0006 0.0006	1.5 0.0015 0.0015																																										
API Gravity	(42 to 78)	°API	0.2	0.5																																										

<p>Sica medición</p> <p>H2S El sulfuro de Hidrógeno, o ácido sulfhídrico, es un gas de alta peligrosidad para el ser humano, que inclusive ha ocasionado lesiones graves y hasta pérdida de vidas humanas. Sugerimos que se incorpore un límite máximo de 2 mg/kg en el combustóleo intermedio, medido de acuerdo al método D7621-14/IP 570.</p>	<p>No procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 258.</p>
<p>Sica medición</p> <p>Azufre total Sugerimos que se homologuen los niveles de azufre total con la especificación ISO 8217:12, esto en función de que en 2014 México ratificó el convenio³² MARPOL 73/78 Anexo VI que regula las emisiones de embarcaciones de Áreas de Control de Emisiones³³.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 257.</p> <p>En su momento, México definirá el cumplimiento a las Áreas de Control de Emisiones (ECA).</p>

<p>Consejo Internacional para Transporte Limpio (ICCT) Reducir los valores permisibles de azufre en el combustóleo intermedio (IFO) para su uso en buques a 3.5% de contenido en masa y a partir del 1 de enero de 2020 a 0.5% con base en los estándares internacionales establecidos por la Organización Marítima Internacional (OMI). Asimismo, incluir un transitorio para reducir aún más el contenido de azufre de IFO a 0.1% para su uso en buques dentro de una Zona de Control de Emisiones (ECA, por sus siglas en inglés), sujeto a la adopción e implementación de ECAs en México.</p> <p>Siendo México Estado miembro de la Organización Marítima Internacional (OMI), el proyecto de norma de especificaciones nacionales de combustibles debe alinearse al estándar internacional establecido por la OMI. La OMI establece a nivel global los estándares en materia de seguridad y protección del transporte marítimo internacional, así como de la prevención de la contaminación de buques. En la Regla 14 [12] relacionada con las emisiones de óxidos de azufre (SOx), el contenido de azufre está limitado a 3.5% en masa (35,000 ppm) para el combustóleo intermedio utilizado en buques. Este límite se reduce a 0.5% (5,000 ppm) a partir del 1 de enero de 2020.</p>	<p>Procede parcialmente Se atiende en términos de la respuesta al comentario 257. En su momento, México definirá el cumplimiento relativo a las Áreas de Control de Emisiones (ECA).</p>
--	---

Texto actual:				
TABLA 12. ESPECIFICACIONES GENERALES DE LA GASOLINA DE LLENADO INICIAL				
Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite	
			Mínimo	Máximo
Gravedad específica a 20/4 °C	Adimensional	Procedimiento para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo o productos de petróleo líquido por hidrómetro (ASTM D 1298, D 4052)	0.6850	0.7200

el 90 % destila a: Temp. Final de Ebullición	°C °C °C °C	Destilación de productos de petróleo (ASTM D 86, ASTM D 7345)	- - - -	55.0 85.0 130.0 190.0	
Presión de Vapor	lb/pulg2 (kPa)	Presión de vapor (ASTM D 4953, ASTM D 5191)	Marzo a octubre	- -	10.50 (72.40)
			Noviembre a febrero	- -	11.50 (73.30)
Azufre Total	mg/kg	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, ASTM D 2622, ASTM D7220)	30	80	
Corrosión al Cu, 3 horas a 50 °C	Adimensional	Detección de corrosión por cobre en productos de petróleo por la prueba de mancha de tira de cobre (ASTM D 130)	-	No. 1	
Corrosión ferrosa	Adimensional	Formación de óxido en presencia de agua ASTM D 665	-	B+	

Goma lavada	kg/m3 (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
Promovente, comentarios y justificación presentados		Respuesta y/o modificación a la NOM		
<p>Pedro Ismael Hernández Delgado Analizar la conveniencia de incluir en esta normatividad la especificación de la gasolina de llenado inicial, considerando el bajo volumen de demanda y si se trata de un requerimiento homologado de todos los fabricantes.</p>		<p>No procede La inclusión de este petrolífero se motivó por la inquietud de la industria automotriz de tener un combustible de especificaciones reguladas para autos nuevos.</p>		

	<p>BP</p> <p>BP recomienda remover la especificación propuesta para la Gasolina de Llenado Inicial (Tabla 12) utilizado en plantas ensambladoras de vehículos. BP tiene amplia experiencia en el suministro de combustible utilizado para llenado inicial a productores globales de vehículos y entiende que cada productor tiene requerimientos únicos para su tecnología de motores. En su lugar, BP recomienda que el combustible para llenado inicial cumpla con los requerimientos básicos de combustibles en México propuestos en las Tablas 1 a 7, con la opción por parte de la Comisión Reguladora de Energía de permitir excepciones especiales solicitadas por el productor de automóviles.</p> <p>BP cree que las especificaciones de la gasolina de llenado inicial son un requerimiento crítico de los productores de automóviles. En nuestra experiencia suministrando combustibles a la mayor parte de los productores de automóviles a nivel mundial, los productores definen claramente las especificaciones basadas en sus respectivas tecnologías y en el destino final de sus vehículos. Desde el punto de vista de BP, la especificación de gasolina para llenado inicial propuesta no está alineada con los requerimientos vigentes de los productores. Por ejemplo, los productores de automóviles típicamente requieren un contenido de azufre total mucho más bajo que el mínimo de 30 mg/kg permitido por la especificación de llenado inicial. Adicionalmente, el contenido máximo de aromáticos de 8 por ciento en volumen es muy restrictivo, inconsistente con la especificación para expendio al público en la tabla 6, lo que restringirá el suministro.</p> <p>Es por esto que BP recomienda a la Comisión Reguladora de Energía el remover la especificación propuesta para el llenado inicial de gasolinas. Sería aceptable adoptar la calidad mexicana básica propuesta en las Tablas 1 a 7, con una opción para la CRE de permitir excepciones especiales individuales solicitadas por el productor de automóviles.</p>	<p>No procede</p> <p>Se atiende en términos de la respuesta al comentario 265.</p>
	<p>Sica medición</p> <p>Presión de vapor La especificación D4814 en el inciso 7.1.3-4 define a los métodos D4953, D5190, D5191, D5482 y D6378 como válidos para la medición de presión de vapor. El Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos, 40CFR80 en la sección 47 inciso g:5, refiere que la precisión del método utilizado debe ser 0.3 veces la reproducibilidad del método D5191, por lo cual sugerimos que el método D5191 sea el método oficial en la NOM.</p>	<p>No procede</p> <p>El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p>

	<p>Instituto Mexicano del Petróleo. Mínimo de 5 mg/ kg o 0 mg/ kg. Si alguna gasolina se produce con 10 mg/kg, que es muy probable técnicamente sería aceptable, pero legalmente estaría fuera de especificación. No debe tratarse este combustible como una gasolina de consumo regular, donde la concentración de azufre podría variar en el tiempo, por la propia forma de operar en las plantas y la formulación de la gasolina. Este tipo de gasolina es muy probable que el azufre se encuentre por debajo de los 30 mg/kg.</p>	<p>Sí procede Se elimina el límite inferior para contenido de azufre, toda vez que no resulta necesario.</p>
	<p>Sica medición Azufre Total La especificación D4814 no define a ninguno de los métodos para determinación de azufre como método árbitro para resolver controversias, pero en función de que el método D5453 es el método árbitro dentro de la especificación D975 para Diésel, sugerimos que se defina al método D5453 como el método oficial para gasolina.</p>	<p>No procede El uso de métodos alternativos tiene como fundamento lo establecido en el artículo 49 de la LFMN. Esto tiene como objetivo no atar a los interesados a una sola opción; dicha posibilidad permite al gobernado optar por uno u otros, sin establecer una priorización o mayor importancia de unos sobre otros, es decir, el uso del método es optativo para el interesado.</p>

	<p>Sica medición Corrosión el método D665 aplica para características de prevención de óxidos en aceite mineral. El método D7548 es aplicable a determinación de corrosión acelerada en acero por productos del petróleo. Consideramos que la NOM debe referirse a este último método. Adicionalmente sugerimos que se considere la evaluación automática que actualmente se encuentra en estudios interlaboratorio tanto ASTM como para NACE. Dicha evaluación automática tiene la ventaja de convertir una evolución visual subjetiva en una evaluación objetiva y de preservar evidencia electrónica del espécimen de muestra, mismo que en el método D7548 puede ser pulido y reutilizado múltiples veces.</p>	<p>Sí procede Se agrega método ASTM D7548 como método alterno en el numeral 6.3 de la Norma.</p>
--	--	--

ASOCIACIÓN MEXICANA DE LA INDUSTRIA AUTOMOTRIZ
TABLA 12. ESPECIFICACIONES GENERALES DE LAS
GASOLINAS DE
LLENADO INICIAL

Propiedad	Unidad	Método de prueba	Valor límite	
			Mínimo	Máximo
Aromáticos	% vol.	Tipos de hidrocarburos en productos líquidos de petróleo por absorción de indicador fluorescente (ASTM D 1319)		5.0
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)		0.1

No procede

Toda vez que el promovente no justifica los comentarios propuestos.

Texto actual:

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

Propiedad	Unidad	Método de Prueba	Valor límite
-----------	--------	------------------	--------------

Presión de vapor en exceso a la atmosférica a 37.8 °C	kPa (lb/pulg2)	Presión de vapor de gases licuados de petróleo (Método gas-LP, ASTM D 1267) Cálculo de propiedades físicas del gas LP mediante análisis de composición (ASTM D 2598)	688 (100.0) mínimo 1379 (200.0) máximo	896 (130.0) mínimo 1379 (200.0) máximo
Temperatura máxima de destilación del 95 %	°C	Volatilidad de gases licuados de petróleo (LP) (ASTM D 1837)	2.0	2.0
Composición 2 : Etano Propano n-butano + iso-butano Pentano y más pesados Olefinas totales	% vol.	Análisis de gases licuados de petróleo (LP) y concentrados de propano por cromatografía de gases (ASTM D 2163)	2.50 máximo 60.00 mínimo 40.00 máximo 2.00 máximo Informar	2.50 máximo 60.00 mínimo 40.00 máximo 2.00 máximo 2 máximo
Residuo de la evaporación de 100 ml	mL	Residuos en gases licuados de petróleo. (ASTM D 2158)	0.05 máximo	0.05 máximo
Densidad relativa a 15.56°C	Adimensional	Densidad o densidad relativa de hidrocarburos ligeros por termohidrómetro de presión (ASTM D 1657) Cálculo de propiedades físicas del gas LP mediante análisis de composición (ASTM D 2598)	informar	0.504 a 0.540
Corrosión de placa de cobre, 1 hora a 37.8°C	Adimensional	Corrosión de cobre por gases licuados de petróleo (LP) (ASTM D 1838)	Estándar no. 1 máximo	Estándar no. 1 máximo
Azufre total 1)	ppm (en peso)	Azufre total en combustibles gaseosos por hidrogenólisis y colorimetría con medidor de relaciones (logómetro) (ASTM D 4468, D 2784).	140 máximo	140 máximo
Agua libre	Adimensional	Visual	Nada	Nada

OBLIGACIONES ADICIONALES:

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.

El GLP importado mediante el Sistema de transporte por medio de ductos Hobbs-Méndez, podrá presentar un contenido máximo de etano de 5 % vol., siempre y cuando la presión de vapor en exceso a la atmosférica a una temperatura de 37.8 °C no exceda de 1379 kPa (200 lb/pulg²)

Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>Novum Energy</p> <p>De la manera más atenta dirijo su atención a la disparidad en la especificación de límite de vapor especificada en la NOM-EM-005-CRE-2015 para el gas licuado de petróleo a comercializarse en México. Dicha especificación es difícil de alcanzar en programas de suministro de gran escala. Además, el gas licuado de petróleo que actualmente se comercializa en los mercados internacionales tanto de Estados Unidos, así como de Canadá contemplan límites en la presión de vapor de 208 lb/pulg².</p> <p>Dicho lo anterior amablemente solicito de forma oficial el que se considere efectuar una modificación definitiva a la NOM-EM-005-CRE-2015 reconociendo los niveles máximos de presión de vapor de 208 lb/pulg² ofrecidos en los grados de GLP del mercado internacional.</p> <p>En Norte América las dos regiones líderes en producción y comercialización de gas.... la región del Golfo que incluye los territorios y mercados de Texas y Luisiana; y la región de Alberta en Canadá.</p> <p>En Estados Unidos existen dos (2) grados de GLP (propano) los cuales son ampliamente comercializados a nivel internacional (adjunto especificaciones)</p> <p>Propano HD5</p> <p>Propano LE, también conocido como Marine Propane, o Low Ethane Propane</p> <p>En el caso de Canadá solo se exporta el HD5</p> <p>El precio del LE se opera normalmente con un Premium de 1 a 2 centavos por galón sobre el valor del HD5</p> <p>El HD5 especifica un límite de presión de vapor de 208 lb/pulg²</p> <p>El LEP indica en sus especificaciones una presión de vapor límite de 208 lb/pulg², sin embargo nos indica el productor que los niveles de muestreo normalmente arrojan lecturas de los niveles presión de vapor muy por debajo de 190 lb/pulg²</p> <p>Problemática actual</p> <p>Todo el Gas Licuado de Petróleo que está posicionado en sistemas de re-distribución y almacenamiento tanto en Estados Unidos, así como en Canadá cumple con las especificaciones de ya sea de HD5 o de LEP</p> <p>En ambos grados de GLP, tanto el HD5 así como el LEP especifican límites máximos de presión de vapor de 208 lb/pulg²</p> <p>Actualmente nos encontramos estructurando una propuesta de suministro para un grupo de distribución de GLP de México, con las siguientes características:</p> <p>Origen Golfo de México, Houston, TX.</p>	<p>No procede</p> <p>Por aspectos relacionados con la seguridad de los cilindros que se usan a nivel residencial en México, se mantiene el límite de la presión de vapor a 200 lb/pulg² .</p>
<p>Origen Golfo de México, Houston, TX.</p> <p>Producto Propano HD5</p> <p>Entrega Terminal de Pemex, Topolobampo Sinaloa</p> <p>Medio de entrega Barco</p> <p>Volumen 150,000 bbls</p> <p>Fecha de inicio de suministro prompt</p>	

<p>Transportadora del norte SH</p> <p>Se recomienda a la Comisión eliminar los límites establecidos en el Proyecto de Norma, tal como lo señala actualmente la NOM-086 (Norma Oficial Mexicana <i>NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental</i>), con el fin de homologar normas y no haya discrepancia entre ellas.</p> <p>La tabla 13, en la que se establecen las especificaciones que debe cumplir el GLP, es similar a la Tabla 10 incluida en la Norma Oficial Mexicana <i>NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental</i>. La diferencia entre ambas normas radica en que la NOM-086 no establece límites a los valores correspondientes a propano, n-butano e iso-butano para la Zona Resto del país.</p> <p>Actualmente, TDN cuenta con equipos que piden sólo algunas especificaciones de las que se deben cumplir de acuerdo al proyecto de norma. Las especificaciones que no se obtienen de los equipos instalados se monitorean en los informes de resultados entregados por el Usuario, respecto al producto recibido.</p> <p>Con el fin de que TDN cumpla con las condiciones y las obligaciones establecidas en el proyecto de norma, se deberán configurar nuevamente los equipos, para que reportes las propiedades requeridas. Adicionalmente, se deberán adquirir e instalar analizadores que permitan medir aquellas propiedades que no se pueden obtener en los cromatógrafos actuales.</p>	<p>No procede</p> <p>Como permisionario de transporte de GLP, está obligado, para fines de transferencia de custodia, a determinar las pruebas mínimas establecidas en la Tabla A.7 del Anexo 4 de la Norma, que consiste en presión de vapor, densidad relativa y agua libre.</p>
<p>TDF</p> <p>Se recomienda a la Comisión eliminar los límites establecidos en el Proyecto de Norma, tal como lo señala actualmente la NOM-086 (Norma Oficial Mexicana <i>NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental</i>), con el fin de homologar normas y no haya discrepancias entre ellas.</p> <p>La Tabla 13, en la que se establecen las especificaciones que debe cumplir el GLP, es similar a la Tabla 10 incluida en la Norma Oficial Mexicana NOM-086. La diferencia entre ambas normas radica en que la NOM-086 no establece límites a los valores correspondientes a propano, n-butano e iso-butano para la Zona Resto del país.</p>	<p>No procede</p> <p>Se atiende en los términos de la respuesta al comentario 273 anterior.</p>

Intertek				Sí procede. Se podrá hacer uso de este método para determinar concentraciones de azufre en el rango de 1.5 a 100 mg/kg para hidrocarburos que son gaseosos a condiciones de temperatura y presión normales. Se hará referencia a este método en el numeral 6.3 de la Norma.	
Propiedad	Unidad	Método de Prueba	Valor límite		
			Resto del País	ZMVM y las ciudades de Puebla, Toluca, Querétaro y Monterrey	
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, D3246).	140 máximo	140 máximo	
Se sugiere anexar el método ASTM D3246 como alternativa para determinación de azufre total.					
Sica medición Azufre Total El método D2784 fue retirado por ASTM en Junio de 2016*6. En ese Work Item 52763 se sugiere que el método D6667 sea el emplazo debido a que es ampliamente utilizado en la industria.				Procede parcialmente El método ASTM D2784 se elimina de la Norma dado que fue retirado de la normatividad ASTM. No se elimina el método D4468, ni se establece un método oficial.	
<p style="text-align: center;"><u>WK 52763</u> <u>ITEM # 12</u></p> <p style="text-align: center;"><u>Withdrawal of Standard Test Method for Sulfur in Liquefied Petroleum Gases (Oxy-Hydrogen Burner or Lamp) : D2784 - 11</u></p> <p>Rationale for Withdrawal -</p> <p>This standard was originally issued in 1969. However, more recently we have found no labs which are using this method. The method is archaic and labor intensive to perform. No one is using this method to the knowledge of SC 3 or SC H. There is no precision given in this test method, and no likelihood of interest in conducting an ILS.</p> <p>At the December 2015 D02 meeting in Austin, TX the subject was raised separately at SC 3 and SC H meetings. But no member lab was found interested in conducting this test. No participants in the Alberta Innovates LPG lab proficiency testing program are reporting sulfur data using D2784.</p> <p>Standard Test Method D6667 is suggested as a replacement for D2784, since the former is widely used in the industry.</p> <p>Adicionalmente, cabe destacar, que el método D4468 no está incluido como referencia en la especifica con D1835*7. Por lo anterior, sugerimos que el método D667 sea designado como el método oficial dentro de la NOM y que se elimine el método D4468.</p>					

Sica medición Presión de vapor La especificación D1835 incluye el método D6897 como una tercera alternativa para la edición de presión de vapor. Sugerimos que se agregue el método D6897 como método opcional para la medican de presión de vapor.	Sí procede Se agrega ASTM D6897 como método alterno en la Sección 6.3 de la Norma.
---	--

	<p>Sica medición</p> <p>En el proyecto NOM se indica que la densidad relativa debe medirse a 15.56°C, pero la especificación D1835 refiere esta medición a 15.6°C, sugerimos que la NOM se refiere a esta misma temperatura.</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se homologa con lo que establece la especificación ASTM D1835.</p>
	<p>CACHEAUX CAVAZOS & NEWTON</p> <p>En la Tabla 13. Especificaciones del gas licuado de petróleo, la obligación adicional (1) establece que dicho petrolífero deberá ser odorizado conforme a las normas aplicables, por ejemplo, la NFPA 58 LP-Gas Code, 2010 Ed., de la National Fire Protection Association.</p> <p>Se recomienda considerar establecer el procedimiento de odorización del gas licuado de petróleo en esta misma NOM o bien en otra expedida por una autoridad mexicana, debido a su importancia para efectos de seguridad para las personas y sus bienes.</p> <p>Por otra parte, aparentemente la última edición del código mencionado se publicó en 2014 y no en 2010, como se refiere en el proyecto de NOM.</p>	<p>Sí procede.</p> <p>Se modifica la redacción para hacer referencia a la versión vigente de la NFPA 58 LP-Gas Code.</p>
	<p>Pedro Ismael Hernández Delgado</p> <p>Revisar la nota (2) de la Tabla 13, se debe soportar la razón por la cual se hace una excepción en la especificación del LPG. Es mejor que se solicite a la autoridad correspondiente cuando esto se vaya a presentar y limitar a un porcentaje específico de la importación mensual.</p>	<p>No procede</p> <p>Se mantiene la obligación adicional (2), dado que no se tienen plantas detanizadoras en la región, lo que podría significar un desabasto de GLP en la misma.</p>
	<p>Texto actual:</p> <p>4.3. Aditivos adicionales no especificados en esta Norma. Cuando se pretenda utilizar aditivos que no estén establecidos en la presente Norma, incluyendo oxigenantes y compuestos mejoradores de octano en las gasolinas, el interesado deberá obtener previamente la autorización de la Comisión. Además de lo previsto en estas disposiciones legales, la solicitud deberá incluir la información que soporte que estos compuestos y su adición a los petrolíferos no representan un riesgo a los sistemas de control de los equipos de consumo o de los vehículos, ni se produce ningún efecto nocivo en la salud de la población y en el ambiente.</p>	

	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
--	---	---

	<p>Flint Hills Resources</p> <p>4.3. Como alternativa a la obtención del consentimiento expreso previo de la Comisión para utilizar aditivos que no estén establecidos en la presente Norma, ya sea: 1) permitir los aditivos aprobados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos ("US EPA") para su uso en la gasolina o el diésel, o 2) eximir los importadores de gasolina y diésel a partir de los Estados Unidos de este requisito en relación a los aditivos añadidos en los Estados Unidos.</p> <p>US EPA obliga a cumplir pruebas estrictas, de registro, de mantenimiento de registros y de presentación de informes en torno a todos los aditivos utilizados en la gasolina y el diésel. La gasolina y el diésel originarios de los Estados Unidos pueden contener aditivos aprobados por US EPA, pero que no están establecidos en este Proyecto de Norma. Consideramos que el obligar a los importadores a buscar y obtener el consentimiento de la Comisión para estos aditivos aprobados por US EPA podría causar demoras de suministro innecesarias.</p> <p>De aceptarse nuestra recomendación de alternativa, creemos que se lograría aumentar el suministro fácilmente disponible de la gasolina y el diésel a México, sin dejar de proteger el medio ambiente.</p>	<p>No procede</p> <p>Es obligatorio dar cumplimiento a las formalidades establecidas en los numerales 4.3 y 4.4 de la Norma para todo aditivo no previsto en la misma.</p> <p>De conformidad con lo establecido en el artículo 49 de la LFMN y sus correlativos de su Reglamento 36 y 37, el uso de métodos, materiales, procesos, alternativos, requiere autorización previa de la autoridad competente y cumplir con los requisitos de fondo y forma establecidos en los numerales anteriores.</p>
	<p>BP</p> <p>A BP le preocupa el uso de aditivos organometálicos incluyendo el MMT, tetrametilo de plomo, y el tetraetilo de plomo, en tecnologías de gasolina y diésel. BP nota que no hay mención de estos aditivos en la regulación. Una cooperación cercana con nuestros socios en la industria automotriz ha probado a nuestra satisfacción que estos compuestos tienen efectos dañinos en el control de emisiones y en las capacidades de control de emisiones de los vehículos y creemos que esta es una preocupación crítica para la calidad del aire de las zonas metropolitanas. BP recomienda que no se permita el uso de aditivos organometálicos en México y que esta restricción se añada a las regulaciones.</p>	<p>No procede</p> <p>En el numeral 4.3 de la Norma se establece que los compuestos mejoradores de octano podrán utilizarse, previa opinión técnica favorable de Semarnat:</p> <p>4.3. Aditivos adicionales no especificados en la Norma. Cuando se pretenda utilizar aditivos que no estén establecidos en la presente Norma, incluyendo oxigenantes y compuestos mejoradores de octano en las gasolinas, el interesado deberá obtener previamente la autorización de la Comisión conforme a lo establecido en el Artículo 49 de la LFMN y los correlativos de su Reglamento. Además de lo previsto en estas disposiciones legales, la solicitud deberá incluir la información que soporte que estos compuestos y su adición a los petrolíferos no representan un riesgo a los sistemas de control de los equipos de consumo o de los vehículos, ni se produce ningún efecto nocivo en la salud de la población y en el ambiente. En el caso de los compuestos organometálicos, el interesado deberá obtener, previamente, la opinión técnica favorable de Semarnat.</p>

<p>Texto actual:</p> <p>4.4. Está prohibido agregar a los petrolíferos cualquier otra sustancia no prevista en las Tablas 1 a 13, o que no esté autorizada por la Comisión conforme a lo establecido en la disposición 4.3 de esta Norma, excepto marcadores en términos de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Marcación que se emitan.</p>	
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
<p>EXXON</p> <p>El inciso 4.4 se refiere a la adición de marcadores en los términos de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Marcación que se emitan. Esperamos revisar estas Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Marcación, ya que pueden determinar si las compañías prueban los aditivos con o sin el marcador en el producto.</p>	<p>No es un comentario.</p> <p>Se toma nota de este señalamiento al no representar un comentario que incida sobre el diseño del proyecto de la Norma.</p>

	<p>Texto actual:</p> <p>4.5. En caso de emergencia que afecte la cadena de producción y suministro de algún petrolífero, la Comisión podrá, de forma fundada y motivada, determinar las medidas necesarias de orden técnico y jurídico que se implementarán, así como su temporalidad, para garantizar la cobertura nacional.</p>	
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Pemex</p> <p>En caso de emergencia, el permisionario debe notificarlo para que la Comisión tome las medidas conducentes</p> <p>En caso de que la Comisión emita un acuerdo o resolución de emergencia, ésta deber tener una vigencia máxima de tres meses prorrogable por una sola ocasión previa justificación de que subsisten las condiciones que motivaron esta resolución</p> <p>Se considera que una vez definida emergencia como aquella que afecta las actividades normales de producción y suministro que implica desabasto ya no es necesario repetirlo</p> <p>Por lo que hace al procedimiento se considera que debe ser a petición del permisionario y que la CRE debe tomar las medidas conducentes, sin señalar que deba ser necesariamente por un acuerdo de tres meses, porque a lo mejor la situación no requiere necesariamente de ese tipo de medida.</p> <p>Sin embargo en caso de que se emita una resolución esta no podrá tener una vigencia mayor a tres meses prorrogable por una sola vez previa justificación de que se mantienen las condiciones que motivaron la emergencia.</p> <p>Para poder dar certidumbre jurídica a los gobernados, se considera necesario prevenir que el cambio de especificaciones por una situación de emergencia (comercial) no puede provocar una afectación en el medio ambiente o la salud de las personas, por elevados índices de contaminación o la emisión de contaminantes indeterminados.</p>	<p>Las emergencias deben asociarse a caso fortuito o fuerza mayor; el permisionario que invoque dicho supuesto jurídico deberá demostrarlo de tal forma que quede evidenciado que no hubo oportunidad de prevenirlo o evitarlo, y como consecuencia, que la autoridad esté en posibilidad de emitir su pronunciamiento. Esto ya se establece en la definición de Emergencia de la Norma.</p>

	<p>BP</p> <p>BP agradecería que se aclarare qué sucede en situaciones en las que el productor o importador cumple con las especificaciones requeridas en las Tablas 1 a 7. Si el productor o importador utiliza combustibles fuera de especificaciones dentro de la cadena de suministro, BP entiende que esto pudiera requerir un permiso especial por parte de la CRE para poder vender el producto al público. BP cree que los participantes en downstream, específicamente minoristas (expendedores al público), que posteriormente tomarán custodia o propiedad de este producto deberán poder tener acceso a un proceso similar de exención.</p> <p>BP agradecería cierta claridad sobre lo escrito en la Ley de Hidrocarburos, Artículo 84 Sección XVI (agosto 11, 2014). BP interpreta que lo escrito en esa sección, provee exenciones por emergencia a la calidad de combustibles en regiones afectadas según se requiera para asegurar el suministro adecuado al público en general y a vehículos de respuesta a emergencias. BP entiende que, bajo esta provisión, el propietario del permiso debe notificar a la agencia mexicana correspondiente cuando exista un evento que impacte el suministro de productos del</p>	<p>La situación de emergencia debe interpretarse y atenderse como se describe en la respuesta al comentario 284.</p> <p>De conformidad con lo establecido en el artículo 52 de la LFMN, los productos, procesos, entre otros, previo a su comercialización, deben cumplir con la Norma; dicha disposición aplica a los petrolíferos tutelados en ella.</p> <p>Aunado a lo anterior, las normas oficiales mexicanas son regulaciones técnicas de carácter obligatorio como se establece en el artículo 3 fracción XI de la LFMN.</p>
--	--	---

	<p>petróleo, y así poder implementar planes necesarios de contingencia o medidas de emergencia.</p>	
<p>Texto actual: "4.6"</p>		
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Flint Hills Resources Crear Nueva "Sección 4.6" para hacer referencia al protocolo de redondeo E29 de la norma ASTM. Considerar el siguiente texto tomado de la norma ASTM D48 14 Sección 1 .7: Esta sección pudiera establecer lo siguiente: "4.6 Protocolo de Redondeo: Para los efectos de determinar la conformidad con estas especificaciones, un valor observado o un valor calculado deberá redondearse "a la unidad más próxima" en el dígito significativo más a la derecha utilizado para expresar el límite de especificación, de acuerdo con el método de redondeo de la norma ASTM Práctica E29".</p>	<p>Sí procede. Se responde en los mismos términos de la respuesta al comentario 51.</p>
<p>Texto actual: 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: Los productores Los importadores Los transportistas Los almacenistas y distribuidores El expendedor al público</p>		

	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
--	---	---

<p>Petroindustrias Globales</p> <p>Por otra parte, consideramos que al capítulo 5 del proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016 (Muestro y medición de las especificaciones de los petrolíferos), se le deberá incorporar el término "gestión de medición" ya que este término norma o dicta las reglas para llevar a cabo una medición confiable y trazable respecto a las normas internacional de medición y control.</p> <p>5. Muestreo, gestión y medición de las especificaciones de los petrolíferos.</p> <p>5.1. Responsabilidades en materia de muestreo, gestión y medición de las especificaciones de calidad de los petrolíferos.</p>	<p>Procede parcialmente.</p> <p>Dado que es necesaria la gestión de las actividades de muestreo y medición de las especificaciones de calidad, se hace la siguiente precisión en el numeral 5.1 segundo párrafo:</p> <p>"Con objeto de dar cumplimiento al numeral 5.2 del Anexo 3, el Permisionario deberá contar con una gestión congruente con la práctica internacional relativa a los procedimientos implementados de muestreo, calibración, registro y resguardo de la información, así como la trazabilidad de todas las actividades requeridas para dar cumplimiento a la Norma."</p>
<p>Shell</p> <p>Resaltamos que en el proyecto de Norma se establece la obligatoriedad de realizar muestro y medición de las especificaciones de calidad de los petrolíferos en varios puntos a lo largo de la cadena de suministro. Si bien es cierto que generalmente apoyamos las medidas de control robustas que garantizan la igualdad de condiciones, en esta ocasión recomendamos que la Comisión evalúe si esta metodología es realmente necesaria para asegurar la calidad del producto puesto que podrían potencialmente obstaculizar la oferta, generar costos adicionales y estar fuera del alcance para los pequeños jugadores de la cadena de suministro, como por ejemplo transportistas y gasolineras.</p> <p>En particular, creemos que requerir de muestro y medición cada vez que se transfiere la propiedad o custodia del petrolífero es una carga excesiva, ya que esta puede cambiar en diversas ocasiones a lo largo de la cadena de suministro. Es importante destacar que, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales, las pruebas y certificaciones de calidad de los petrolíferos normalmente se realizan en los puntos de producción e importación. Dicho de otro modo, las pruebas que se producen posteriores a la producción o importación de petrolíferos suelen ser pruebas de contaminación a discreción de los propietarios o custodios.</p> <p>Por ejemplo, en los Estados Unidos, las pruebas y certificaciones de octanaje se llevan a cabo en la refinería o antes de ser transportada por ducto en el caso de productos importados. De hecho, en las terminales de distribución, al momento de recibir la gasolina, se realizan pruebas de densidad y presión de vapor, únicamente con la finalidad de verificar que se esté recibiendo el producto correcto y que no haya sido contaminado.</p>	<p>No procede.</p> <p>Las disposiciones legales vigentes establecen responsabilidades específicas en materia de calidad para todas las actividades reguladas; esto es, la Ley de Hidrocarburos, en su Artículo 79, establece lo siguiente:</p> <p>Artículo 79.- 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 Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos se establecerán en las normas oficiales mexicanas que para tal efecto expidan la Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Economía, en el ámbito de su competencia.</p> <p>En este mismo sentido fue diseñado el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos en materia de calidad, por lo que el cumplimiento de la Norma es aplicable para todas las actividades.</p> <p>La obligación de confirmar la calidad por medio de pruebas de control en toda la cadena de suministro, fue diseñada de forma congruente con lo que establecen los Artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, relativo a la obligación de conservar la calidad de los petrolíferos y medirse a la entrada y la salida; asimismo, este mecanismo garantizaría la trazabilidad del producto y la carga regulatoria sería mínima, toda vez que se eligieron pruebas críticas que permiten ver si el producto fue alterado o si se conservó su calidad.</p> <p>Por su parte, el artículo 53 del Reglamento señala que los permisionarios deben realizar la medición y proporcionar los documentos en que se señalen el volumen y las especificaciones de los productos, de acuerdo con las normas oficiales mexicanas</p> <p>Por último, de tratarse de sistemas pertenecientes a una persona, razón social o empresas productivas filiales, podrían pactarse otras pruebas o bastar con el certificado de origen.</p>

<p>Texto actual:</p> <p>5. Muestreo y medición de las especificaciones de los petrolíferos.</p> <p>5.1. Responsabilidades en materia de muestreo y medición de las especificaciones de calidad de los petrolíferos.</p> <p>La responsabilidad de la toma de muestras y determinación de las especificaciones de calidad recaen en:</p> <p>Los productores</p> <p>Los importadores</p> <p>Los transportistas</p> <p>Los almacenistas y distribuidores</p> <p>El expendedor al público</p> <p>Los productores serán responsables de la calidad de los productos finales derivados de sus procesos, para lo cual deberán realizar el muestreo en el tanque de almacenamiento del producto final y entregar el informe de resultados en términos de la LFMN previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto en territorio nacional. [...]</p> <p>Los importadores serán responsables de la determinación de las especificaciones de calidad en las instalaciones donde se realice el cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto.</p> <p>El lote de producto importado debe contar con un informe de resultados en términos de la LFMN, certificado de calidad o documento de naturaleza jurídica y técnica análogo según el país de procedencia, en el cual haga constar que el petrolífero correspondiente cumple de origen con las especificaciones establecidas en las Tablas 1 a 13; el informe de resultados deberá entregarse previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia. El certificado de calidad o documento análogo, deberá especificar la toma de muestras, el lote, la ubicación del centro de producción y el lugar de origen del producto.</p> <p>Adicionalmente, deberá realizarse una toma de muestras y la determinación de las especificaciones de calidad indicadas en el Anexo 4, previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia, como se detalla a continuación:</p> <p>Los transportistas podrán realizar la medición de la calidad en el punto donde reciban el producto en sus instalaciones o equipos, y deberán realizarla en el punto de entrega. Lo anterior, sin perjuicio de que los Permisarios, cuyos sistemas se encuentren interconectados, formalicen protocolos de medición conjunta, conforme a lo establecido en el Artículo 31 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. [...]</p>	
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
<p>Mancera, S.C., (Ernst & Young)</p> <p>Se recomienda que el punto de medición de los productos de establezca solamente en el punto final de despacho en las Terminales de Reparto, y no en cada cambio de propiedad o transferencia de custodia, ya que para lograr tener las formas más eficientes y económicas de proveer de combustibles al mercado, se necesita permitir que se importen y transporten productos no terminados que se mezclen con otros productos antes de ser despachados a las Estaciones de Servicio. Estas mezclas normalmente se realizan hasta las Terminales de Reparto, en donde se pueden mezclar varios combustibles de diferentes fuentes y se incluyen los aditivos, siendo la mezcla final la que se despachará a las estaciones de servicio y es precisamente esta mezcla final la que debería cumplir con los requisitos de calidad que se establecen en la NOM 16.</p>	<p>No procede</p> <p>La Norma sí permite la importación de productos no terminados y se establece en la definición de Gasolina para mezcla final que se ha incorporado; también se permite aditivar el diésel en relación a la lubricidad. En el caso concreto de aditivos, éstos podrán agregarse en el sitio más cercano antes de su envío para el expendio al público. Las pruebas faltantes del informe de resultados podrán realizarse una vez que se aditive el producto correspondiente, ver obligación 6 de la Tabla 6 de la Norma y en la Tabla 7.</p> <p>De acuerdo con el Reglamento de las actividades a que se refiere el artículo Tercero de la LH, los artículos 22, 31 y 36 establecen la obligación de conservar la calidad y realizar la medición del producto recibido y entregado de conformidad con las normas oficiales mexicana. Lo anterior, sin perjuicio de que los Permisarios cuyos Sistemas se encuentren interconectados formalicen protocolos de medición conjunta para cumplir con las responsabilidades señaladas.</p> <p>Respecto de productos terminados, el artículo 52 de la LFMN establece que los productos, procesos, entre otras cosas, previo a su comercialización deben cumplir con la presente norma oficial mexicana, esta obligación aplica desde luego a los petrolíferos tutelados en la presente norma.</p> <p>Por su parte el artículo 53 de la LFMN señala que los productos similares a importarse deberán cumplir la norma oficial mexicana.</p>

<p>Petroindustrias Globales</p> <p>5.1.2. Los importadores serán responsables de la determinación de las especificaciones de calidad en el punto de entrada al territorio nacional, así como en las instalaciones donde se realice el cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto.</p> <p>Derivado del estudio realizado respecto al proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, hemos detectado que en el texto del mismo, únicamente se contempla la obligación para los importadores respecto a determinar las especificaciones de calidad de petrolíferos, en las instalaciones donde se realice el cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto, la cual se realizará mediante un informe de resultados, certificado de calidad o documento de naturaleza jurídica y técnica análogo según el país de procedencia, en el cual se haga constar que el petrolífero correspondiente cumple de origen con las especificaciones establecidas en dicho proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016.</p> <p>Con lo anterior, se observa que el único control o restricción con el que se cuenta para asegurar el correcto cumplimiento del proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016 (previo a su importación), es un informe de resultados, certificado de calidad o documento de naturaleza jurídica y técnica análogo emitido por un extranjero, lo que desde nuestra perspectiva, genera incertidumbre y representa un alto riesgo dado los avances y recursos con lo que cuentan hoy en día los grupos delictivos, lo que podría acarrear un problema grave para la Seguridad Nacional.</p> <p>En virtud de lo anterior, consideramos que sería pertinente clarificar que la NOM-016-CRE-2016, sea exigible en el punto de entrada al país, haciendo responsable a los importadores de la obtención del dictamen correspondiente por operación de importación y no anualmente como se plantea en el proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016; de este modo, se podría en coordinación con el Servicio de Administración Tributaria, evaluar e identificar en los puntos de entrada al país, aquellas brechas de trazabilidad en el sistema de distribución de petrolíferos, asegurando la calidad e integridad de los productos que se importen.</p> <p>Para que lo antes expuesto surta efectos, la NOM-016-CRE-2016 deberá ser incluida en el Acuerdo que identifica las fracciones arancelarias de la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación sujetas al cumplimiento de normas oficiales mexicanas en el punto de entrada o salida al país, de conformidad con el Anexo 2.4.1 del Acuerdo por el que la Secretaría de Economía emite reglas y criterios de carácter general en materia de Comercio Exterior, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre del 2012.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se acepta la redacción propuesta en el primer párrafo:</p> <p>5.1.2. Los importadores serán responsables de la determinación de las especificaciones de calidad en el punto de entrada al territorio nacional, así como en las instalaciones donde se realice el cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto.</p> <p>Asimismo, se reiteran las obligaciones en la transferencia de custodia en el tercer párrafo del numeral, para mayor claridad:</p> <p>El Acuerdo que modifica al diverso por el que la Secretaría de Economía emite reglas y criterios de carácter general en materia de Comercio Exterior, en el Artículo 5 BIS Fracción I del Anexo 2.4.1, para efectos de la NOM-EM-005-CRE-2015, establece que, para acreditar el cumplimiento con esta Norma de Emergencia, los importadores deberán anexar al pedimento de importación el informe de resultados, emitido por un laboratorio registrado ante la Dirección General de Normas de la Secretaría de Economía; esta obligación será espejo para cuando se emita una nueva modificación en materia del cumplimiento con la NOM-016-CRE-2016, la cual se tramitará en su momento. Por lo anterior, es suficiente la emisión de un informe de resultados para efectos de acreditar el cumplimiento de esta Norma, para cada operación de importación; lo anterior, sin perjuicio de las demás obligaciones y responsabilidades establecidas en la Norma y en las disposiciones aplicables.</p> <p>Los acuerdos comerciales de los que México forma parte determinan que las normas oficiales mexicanas no representarán barreras al comercio internacional, la emisión de informes de resultados que demuestran el cumplimiento de normas facilitan el comercio internacional.</p>
<p>Para que lo antes expuesto surta efectos, la NOM-016-CRE-2016 deberá ser incluida en el Acuerdo que identifica las fracciones arancelarias de la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación sujetas al cumplimiento de normas oficiales mexicanas en el punto de entrada o salida al país, de conformidad con el Anexo 2.4.1 del Acuerdo por el que la Secretaría de Economía emite reglas y criterios de carácter general en materia de Comercio Exterior, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre del 2012.</p>	

<p>Flint Hills Resources</p> <p>Sección 5.1.2 - Aclarar que los importadores deben determinar las especificaciones de calidad cuando se asigna el título o se transfiere la custodia del producto dentro del territorio Mexicano.</p> <p>FHR recomienda que se incluya el siguiente texto al final del párrafo primero de la Sección 5.1.2, de tal manera que se lea en su totalidad, como sigue: "Los importadores serán responsables de determinar las especificaciones de calidad en las instalaciones en las que se asigna el título o se transfiere la custodia del producto en el territorio Mexicano".</p> <p>Consideramos que este cambio proporcionaría mayor claridad y comprensión de este requisito.</p> <p>Reducir el requisito para el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad de los productos petrolíferos importados en camiones cisterna o vagones cisterna.</p> <p>La Sección 5.1.2 exige a los importadores de productos derivados del petróleo, que estén utilizando un camión cisterna o vagón cisterna, a que obtengan muestras representativas de una población de vehículos con productos procedentes del mismo lote, antes de la transferencia de título o custodia en el territorio Mexicano, a menos que los productos derivados del petróleo se entreguen a las instalaciones donde se venden al público.</p> <p>Los productos derivados del petróleo importados por camión cisterna o vagón cisterna, procedentes del mismo lote, a partir de una única operación de producción o de mezcla, tienen ciertas propiedades que no deben cambiar entre la carga de productos petrolíferos y la transferencia de custodia en las instalaciones del proveedor de almacenamiento. Por tanto, consideramos que esta prueba no es necesaria para las propiedades previstas en el Anexo 4 Tablas A.1 y A.2, y debería ser suficiente proporcionar un certificado de origen, incluyendo informe de resultados, certificado de calidad o documento equivalente.</p> <p>Si la Comisión requiere pruebas adicionales, se recomendaría que la prueba se limite a la determinación de la presión de vapor y el contenido de azufre de la gasolina y el contenido de azufre del combustible diésel, ya que cualquier alteración de las propiedades del petróleo podría ser determinada a través de la presión de vapor y el análisis de azufre.</p> <p>Esta recomendación tiene por objeto proporcionar claridad y eliminar el muestreo innecesario y la carga del análisis que resultarían en un retraso significativo de distribución.</p>	<p>No procede</p> <p>De conformidad con lo establecido en los artículos 52 y 53 de la LFMN todos los productos, procesos, métodos, entre otras cosas, previo a su comercialización deben cumplir con la presente norma oficial mexicana, esta obligación aplica desde luego a los petrolíferos tutelados en la Norma y sus similares a importarse deben cumplir las especificaciones de calidad establecidas en la presente norma.</p> <p>Cualquier importación de petrolíferos para ingresar a territorio nacional debe venir acompañada de un informe de resultados que demuestre que los mismos cumplen con las especificaciones de calidad de la norma, es decir, es un requisito de ingreso a territorio nacional de carácter obligatorio.</p> <p>La obligación de confirmar la calidad por medio de pruebas de control en toda la cadena de suministro, fue diseñada para garantizar la trazabilidad del producto; asimismo, se consideraron pruebas críticas que permiten ver si el producto fue alterado o si se conservó su calidad para minimizar la carga regulatoria.</p> <p>Asimismo, de tratarse de sistemas pertenecientes a una persona, razón social o empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, podrían pactarse otras pruebas o bastar con el certificado de origen.</p> <p>Se requiere que los laboratorios, ya sea pertenecientes a un tercero o al mismo permisionario, que sean acreditados, toda vez que se hace constar que la infraestructura cuenta con las mejores prácticas en materia de muestreo y medición, y que sus resultados son confiables.</p>
<p>Esta recomendación tiene por objeto proporcionar claridad y eliminar el muestreo innecesario y la carga del análisis que resultarían en un retraso significativo de distribución.</p>	

	<p>Texto actual:</p> <p>5.1.3 Los transportistas podrán realizar la medición de la calidad en el punto donde reciban el producto en sus instalaciones o equipos, y deberán realizarla en el punto de entrega. Lo anterior, sin perjuicio de que los Permisarios, cuyos sistemas se encuentren interconectados, formalicen protocolos de medición conjunta, conforme a lo establecido en el Artículo 31 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.</p> <p>En el caso del transporte en el Sistema Nacional de GLP, se deberá realizar el muestreo y la medición de la calidad en los puntos de recepción y entrega del producto. Para tal efecto, se aplicará la normativa en materia de muestreo a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.</p> <p>Los lotes de petrolífero transportado deben contar con un informe de resultados emitido por un laboratorio de prueba, en términos de la LFMN y demás disposiciones aplicables, en el cual haga constar que el petrolífero cumple con las especificaciones aplicables, así como con la descripción del lote y, en su caso, la ubicación del centro de producción o el lugar de donde proviene el producto. El informe de resultados deberá entregarse previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del producto.</p> <p>Adicionalmente, se deberá realizar una toma de muestras y la determinación de las especificaciones de calidad indicadas en el Anexo 4 previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia, como se detalla a continuación:</p> <p>En el supuesto de transportarse petrolíferos por medio de buquetanque, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad se hará en las instalaciones correspondientes, tomando las muestras representativas por lote, aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.</p> <p>En el caso de su transporte por medio de carro tanque, auto tanque o semirremolque, se tomarán las muestras representativas de una población de vehículos con producto proveniente del mismo lote, aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma. Tratándose del transporte a instalaciones donde se lleva a cabo el expendio al público, bastará con la entrega del documento en el que se refieran las especificaciones de calidad del petrolífero que deriven del informe de resultados correspondiente, previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia.</p> <p>En relación a su transporte por medio de ductos, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad podrá realizarse en el punto de recepción de las instalaciones o equipos de dicho sistema, sin embargo, deberá realizarse en los puntos de entrega a otros sistemas previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del petrolífero de que se trate. Para ambos casos, el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad se realizarán en las instalaciones de medición, por lo que se tomará para cada lote las muestras representativas aplicando la normativa a que hace referencia el apartado 5.2 de esta Norma.</p>	
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Flint Hills Resources</p> <p>Sección 5. 1.3 - Reducir el requisito para el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad en los puntos de recepción y entrega de productos petrolíferos transportados por camión cisterna o vagón cisterna.</p> <p>La Sección 5. 1.3 requiere que transportadores de productos derivados del petróleo obtengan muestras y determinen las especificaciones de calidad establecidas en el Anexo 4, antes de la transferencia de título o custodia del producto.</p> <p>Los productos derivados del petróleo transportados en camión cisterna o vagón cisterna, procedentes del mismo lote, a partir de una única operación de producción o de mezcla, tienen ciertas propiedades que no deben cambiar entre las cargas de productos petrolíferos en los puntos de recepción y entrega. Por tanto, consideramos que la prueba no es necesaria para las propiedades previstas en el Anexo 4 Tablas A.1 y A.2, y debería ser suficiente proporcionar un certificado de origen, incluyendo informe de resultados, certificado de calidad o documento equivalente.</p> <p>Si la Comisión requiere pruebas adicionales, se recomendaría que la prueba se limite a la determinación de la presión de vapor y el contenido de azufre de la gasolina y el contenido de azufre del diésel de automoción, ya que cualquier alteración potencial de las propiedades del petróleo podría ser determinada a través de la presión de vapor y el análisis de azufre.</p> <p>Esta recomendación tiene por objeto proporcionar claridad y eliminar el muestreo innecesario y la carga del análisis que resultarían en un retraso significativo de distribución.</p>	<p>No procede</p> <p>De conformidad con lo señalado en los artículos 52 y 53 de la LFMN, todos los productos, procesos, métodos, entre otras cosas, previo a su comercialización deben cumplir con la presente norma oficial mexicana, esta obligación aplica desde luego a los petrolíferos tutelados en la Norma y sus similares a importarse deben cumplir las especificaciones de calidad establecidas en la presente Norma.</p> <p>Cualquier importación de petrolíferos para ingresar a territorio nacional debe venir acompañada de un informe de resultados con la totalidad de las pruebas que demuestre que los mismos cumplen con las especificaciones de calidad de la norma, es decir, es un requisito de ingreso a territorio nacional de carácter obligatorio</p> <p>La obligación de confirmar la calidad por medio de pruebas de control en toda la cadena de suministro, fue diseñada de forma congruente con lo que establecen los Artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, relativo a la obligación de conservar la calidad de los petrolíferos y medirse a la entrada y la salida; asimismo, este mecanismo garantizaría la trazabilidad del producto y la carga regulatoria sería mínima, toda vez que se eligieron pruebas críticas que permiten ver si el producto fue alterado o si se conservó su calidad.</p> <p>Asimismo, de tratarse de sistemas pertenecientes a una persona, razón social o empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, podrían</p>

		<p>pactarse otras pruebas o bastar con el certificado de origen.</p> <p>Se requiere que los laboratorios, ya sea pertenecientes a un tercero o al mismo permisionario, que sean acreditados, toda vez que se hace constar que la infraestructura cuenta con las mejores prácticas en materia de muestreo y medición, y que sus resultados son confiables.</p>
--	--	---

	<p>TDF</p> <p>Se recomienda a la Comisión permitir a los permisionarios presentar los informes de resultados entregados por el Usuario en el punto donde se recibe el producto a transportar, para acreditar las especificaciones de calidad de petrolíferos en el punto de entrega del producto transportado, siempre y cuando se compruebe que se conserva la calidad del mismo, al no haber operaciones de mezcla durante el trayecto del ducto.</p> <p>TDF cuenta con un sistema de transporte por ducto en el que sólo existe un punto de recepción y un punto de entrega de GLP, por lo que no hay operaciones de mezcla durante el trayecto del ducto, lo que permite que el producto recibido conserve la misma calidad hasta su entrega al Usuario. Adicionalmente, cabe señalar que el Operador y el Usuario del Sistema son empresas productivas subsidiarias de Petróleos Mexicanos, lo que permite que este sistema sea considerado para cumplir con la obligación de medición correspondiente, de conformidad con la disposición 5.2.3 del Procedimiento para la evaluación de conformidad, incluido en el Anexo 3 del Proyecto de Norma.</p>	<p>Cabe señalar que en el numeral 5.1.6 de la Norma, se prevé que, en el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, la transferencia del producto se realizará sin perjuicio de que las partes involucradas puedan pactar, en su caso, realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4.</p> <p>Por lo que, si consideran que el Permisionario cae en este supuesto, deberá aprobarlo ante la UV o el TE.</p> <p>Lo anterior, no aplica a importaciones de petrolíferos ya que la obligación legal de entregar el informe de resultados que demuestra que el producto cumple con lo establecido en la Norma, se debe demostrar ante la autoridad aduanera como se desprende de lo establecido en el Acuerdo que modifica al diverso por el que la Secretaría de Economía emite reglas y criterios de carácter general en materia de Comercio Exterior.</p>
--	--	---

<p>TDF</p> <p>Se recomienda a la Comisión permitir a los permisionarios contratar los servicios de laboratorios de prueba con una periodicidad trimestral, y hacer válidos los reportes de equipos, tales como cromatógrafos y analizadores, para la acreditación de las especificaciones de calidad de petrolíferos para la entrega del producto transportado, tal y como se realiza de manera similar bajo la NOM-001.</p> <p>Debido a que el transporte por ducto del GLP es continuo, la identificación de un lote de producto transportado se realizaría de manera diaria y/u horaria, conforme a la definición establecida en la disposición 3.23.2 del Proyecto de Norma. Con el fin de que los permisionarios de transporte por ducto cumplan con las obligaciones establecidas en la disposición referida, diariamente se tomaría una o varias muestras para realizar las pruebas de control correspondientes, así como conllevaría la contratación de un laboratorio de prueba acreditado para que emita informes diarios y/u horarios de resultados. Tanto la obtención de muestras por parte del operador como la contratación de laboratorios de prueba incurrirán en costos operativos y administrativos que los permisionarios deberán incluir en la tarifa de servicio de transporte.</p> <p>Como dato adicional, cabe mencionar que en el caso de la emisión de informes de laboratorios de prueba con relación a las especificaciones de calidad del gas natural se realizan con una periodicidad trimestral, bajo la norma oficial mexicana <i>NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural</i>.</p>	<p>No procede</p> <p>De conformidad con los artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las Actividades del Título Tercero de la LH, los almacenistas, transportistas y distribuidores tienen como obligación conservar la calidad y medirla a la entrada y a la salida de sus sistemas, sin perjuicio de que puedan establecer protocolos de medición conjunta.</p> <p>La anterior obligación, más allá de ser temporal, en el sentido que solicita el promovente, es una obligación que se debe realizar de manera continua, en especial de los cambios de custodia del petrolífero. La excepción aplica, como la propia Norma lo señala, cuando aguas arriba, el productor o importador es la misma persona física o moral o empresa productiva subsidiaria o filial de Petróleos Mexicanos que, aguas abajo, sigue teniendo bajo su responsabilidad el petrolífero aplica las pruebas de control.</p>
--	--

<p>TDF</p> <p>Se solicita a la Comisión confirmar que los permisionarios podrán presentar, para su aprobación, los costos en que se incurran por la obtención de muestras por parte del operador del sistema y la contratación de laboratorios de prueba, como costos operativos y administrativos en la tarifa del servicio de transporte.</p> <p>Debido a que el transporte por ducto del GLP es continuo, la identificación de un lote de producto transportado se realizaría de manera diaria y/u horaria, conforme a la definición establecida en la disposición 3.23.2 del Proyecto de Norma. Con el fin de que los permisionarios de transporte por ducto cumplan con las obligaciones establecidas en la disposición referida, diariamente se tomaría una o varias muestras para realizar las pruebas de control correspondientes, así como conllevaría la contratación de un laboratorio de prueba acreditado para que emita informes diarios y/u horarios de resultados. Tanto la obtención de muestras por parte del operador como la contratación de laboratorios de prueba incurrirán en costos operativos y administrativos que los permisionarios deberán incluir en la tarifa de servicio de transporte.</p>	<p>No procede</p> <p>Lo anterior, toda vez que, en términos de lo dispuesto por los Artículos 78 y 79 de la Ley de Hidrocarburos, la Norma tiene por objeto, exclusivamente, establecer las especificaciones de calidad que deben cumplir los petrolíferos en cada etapa de la cadena de producción y suministro, en territorio nacional, incluyendo la importación, por lo que lo relativo al tema de costos de servicio de transporte no es materia de la NOM.</p>
---	---

Texto actual:

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

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

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

Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
---	-------------------------------------

<p>Flint Hills Resources</p> <p>Sección 5.1.4 - Reducir el requisito para el muestreo y la determinación de las especificaciones de calidad para los proveedores de almacenamiento y distribuidores.</p> <p>La Sección 5. 1.4 requiere que los proveedores y distribuidores de almacenamiento obtengan muestras y determinen las especificaciones de calidad establecidas en el Anexo 4, antes de la transferencia de título o custodia del producto.</p> <p>Los productos derivados del petróleo entregados a camiones cisterna o vagones tanque, procedentes del mismo lote, a partir de una única operación de producción o de mezcla, tienen ciertas propiedades que no deben cambiar entre la recepción de los productos petrolíferos en las instalaciones del proveedor de almacenamiento y en el punto de entrega en camiones cisterna y vagones cisterna. Por tanto, consideramos que la prueba no es necesaria para todas las propiedades previstas en el Anexo 4 Tablas A.1 y A.2, y debería ser suficiente proporcionar un certificado de origen, incluyendo informe de resultados, certificado de calidad o documento equivalente.</p> <p>Si la Comisión requiere probar, se recomendaría que la prueba se limitara a la determinación de la presión de vapor y el contenido de azufre de la gasolina y el contenido de azufre del diésel de automoción, ya que cualquier alteración potencial de las propiedades del petróleo podría ser determinada a través de la presión de vapor y el análisis de azufre.</p> <p>Esta recomendación tiene por objeto proporcionar claridad y eliminar el muestreo innecesario y la carga del análisis que resultarían en un retraso significativo de distribución.</p> <p>En la lectura conjunta de las Secciones de 5.1.2, 5.1.3 y 5.1.4, el alcance de muestreo y ensayo es extenso. Creemos que el requisito para probar y determinar las especificaciones de calidad (de las Tablas 1-13 o del Anexo 4) antes de la transferencia de título o custodia en todos los puntos de la red de distribución de productos derivados del petróleo consume mucho tiempo, es innecesariamente redundante y costoso - todo esto sin un aumento afín al valor. Como alternativa, sugerimos que se considere el enfoque basado en resultados, utilizado en los Estados Unidos. Bajo este enfoque, la ley federal establece que cada persona en la red de distribución de producto (por ejemplo, productor, importador, transportista, proveedor de almacenamiento, distribuidor y minorista) se considera responsable por asegurar que el producto derivado del petróleo se ajuste a los requisitos de las especificaciones de calidad aplicables. Esas partes responsables determinan la mejor manera de garantizar el cumplimiento, incluyendo la determinación de cuándo y con</p>	<p>No procede</p> <p>La obligación de confirmar la calidad por medio de pruebas de control en toda la cadena de suministro, fue diseñada en obvio de repeticiones y de forma congruente con lo que establecen los Artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, relativo a la obligación de conservar la calidad de los petrolíferos y medirse a la entrada y la salida; asimismo, este mecanismo garantizaría la trazabilidad del producto y la carga regulatoria sería mínima, toda vez que se eligieron pruebas críticas que permiten ver si el producto fue alterado o si se conservó su calidad.</p> <p>Asimismo, de tratarse de sistemas pertenecientes a una persona, razón social o empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, podrían pactarse otras pruebas o bastar con el certificado de origen.</p> <p>Se requiere que los laboratorios, ya sea pertenecientes a un tercero o al mismo permisionario, sean acreditados, toda vez que se hace constar que la infraestructura cuenta con las mejores prácticas en materia de muestreo y medición, y que sus resultados son confiables.</p>
---	---

<p>qué frecuencia se deben completar el muestreo y los ensayos (y en muchos casos, contratos entre entidades comerciales establecen la responsabilidad de muestreo y ensayo). Si se determinara que un producto de petróleo no se ajusta a las especificaciones, a continuación, la parte responsable tiene que rendir cuentas. De este modo, todas las partes de la red de distribución de productos tienen un incentivo para asegurar que datos de prueba suficientes se encuentren disponibles para demostrar la conformidad, y también para ofrecer productos petrolíferos que cumplan con las especificaciones federales de calidad.</p> <p>Cuando las secciones 5.1.2, 5.1.3 y 5.1.4 requieran medir las especificaciones de calidad establecidas en el Anexo 4, las entidades no debieran ser obligadas a presentar muestras de laboratorios de ensayo acreditados y en todo caso deberían tener sus propias capacidades para llevar a cabo pruebas.</p> <p>Las pruebas para las características indicadas en el Anexo 4 parecen requerir pruebas realizadas por laboratorios de prueba s acreditados. Sin embargo, las pruebas de presión de vapor o de contenido de azufre no son complejas, y las entidades pueden optar por capacitar o certificar a sus empleados o contratistas para realizar estos análisis. Por ejemplo, en los Estados Unidos, los proveedores de almacenamiento de productos de petróleo prueban estas propiedades de manera rutinaria, para detectar inmediatamente cualquier posible problema de contaminación. Por otra parte, es posible evaluar la capacidad de una entidad para llevar a cabo las pruebas, como parte de la Evaluación de Cumplimiento Anual especificada en el Anexo 3.</p> <p>Nuestra recomendación añade flexibilidad de cumplimiento para las partes reguladas.</p>	
<p>Transportadora del norte SH</p> <p>Se recomienda a la Comisión permitir a los permisionarios presentar los informes de resultados entregados por el Usuario en el punto donde se recibe el producto a almacenar, para acreditar las especificaciones de calidad de petrolíferos en el punto de entrega del producto, siempre y cuando se compruebe que se conserva la calidad del mismo, al no haber operaciones de mezcla.</p> <p>Debido a que el transporte del ducto de GLP es continuo, la Planta de Almacenamiento recibe diariamente producto, y de acuerdo a la filosofía de operación de Planta de Almacenamiento, las entregas de GLP al Usuario Proviene en primera instancia del producto recibido, por lo que la identificación de un lote de producto almacenado se realizaría de manera diaria, conforme a la definición establecida en la disposición 3.23.5 del Proyecto de Norma. Adicionalmente, cabe señalar que el operador y el usuario de la Planta de Almacenamiento son empresas productivas subsidiarias de Petróleos Mexicanos, lo que permite que este sistema sea considerado para cumplir con la obligación de medición correspondiente, de conformidad con la disposición 5.2.3 del Procedimiento para la evaluación de conformidad, incluido en el Anexo 3 del Proyecto de Norma.</p>	<p>Cabe señalar que el numeral 5.1.6 de la Norma, se prevé que, en el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, la transferencia del producto se realizará sin perjuicio de que las partes involucradas puedan pactar, en su caso, realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4.</p> <p>Por lo que, si se considera que el Permisionario cae en este supuesto, deberá probarlo ante la UV o el TE.</p> <p>La carga de la prueba corresponderá al permisionario respecto de demostrar que se ubica en el supuesto normativo de excepción.</p>

	<p>Transportadora del norte SH</p> <p>Se recomienda a la comisión permitir a los permisionarios contratar los servicios de laboratorios de prueba con una periodicidad trimestral, y hacer válidos los reportes de equipos, tales como cromatógrafos y analizadores, para la acreditación de las especificaciones de calidad de petrolíferos para la entrega de producto transportado, tal y como se realiza de manera similar bajo la <i>NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural</i></p> <p>Con el fin de que los permisionarios de almacenamiento cumplan con las obligaciones establecidas en la disposición referida, diariamente se tomaría una muestra para realizar las pruebas de control correspondientes, así como conllevaría la contratación de un laboratorio de prueba acreditado para que emita informes diarios de resultados. Tanto la obtención de muestras por parte del Operador como la contratación de laboratorios de prueba incurrirán en costos operativos y administrativos que los permisionarios deberán incluir en la tarifa de servicio de almacenamiento.</p> <p>Como dato adicional, cabe mencionar que en el caso de la emisión de informes de laboratorios de prueba con relación a las especificaciones de calidad del gas natural se realizan con un periodicidad trimestral, bajo la Norma Oficial Mexicana <i>NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural</i></p>	<p>No procede</p> <p>De conformidad con los artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las Actividades del Título Tercero de la LH, los almacenistas, transportistas y distribuidores tienen como obligación conservar la calidad y medirla a la entrada y a la salida de sus sistemas, sin perjuicio de que puedan establecer protocolos de medición conjunta. La anterior obligación, más allá de ser temporal, en el sentido que solicita el promovente, es una obligación que se debe realizar de manera continua, en especial de los cambios de custodia del petrolífero. La excepción aplica, como la propia Norma lo señala, cuando aguas arriba, el productor o importador es la misma persona física o moral o empresa productiva subsidiaria o filial de Petróleos Mexicanos que, aguas abajo, sigue teniendo bajo su responsabilidad el petrolífero aplica las pruebas de control.</p>
	<p>Transportadora del norte SH</p> <p>Se solicita a la Comisión confirmar que los permisionarios podrán presentar, para su aprobación, los costos en que se incurran por la obtención de muestras por parte del operador del sistema y la contratación de laboratorios de prueba, como costos operativos y administrativos en la tarifa de servicio de almacenamiento.</p> <p>Con el fin de que los permisionarios de almacenamiento cumplan con las obligaciones establecidas en la disposición referida, diariamente se tomaría una muestra para realizar las pruebas de control correspondientes, así como conllevaría la contratación de un laboratorio de prueba acreditado para que emita informes diarios de resultados. Tanto la obtención de muestras por parte del Operador como la contratación de laboratorios de prueba incurrirán en costos operativos y administrativos que los permisionarios deberán incluir en la tarifa de servicio de almacenamiento.</p> <p>Como dato adicional, cabe mencionar que en el caso de la emisión de informes de laboratorios de prueba con relación a las especificaciones de calidad del gas natural se realizan con una periodicidad trimestral, bajo la Norma Oficial Mexicana <i>NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del Gas Natural</i></p>	<p>El principio bajo el que trabaja la CRE en tarifas, es incorporar los costos eficientes en que los permisionarios incurren al cumplir con una obligación que les impone una actividad regulatoria, así como la oportunidad de obtener un rendimiento justo de acuerdo con la actividad realizada.</p> <p>Los permisionarios podrán hacer la consulta puntual a la Comisión con objeto de seguir el procedimiento establecido para que se reconozcan, previo análisis y evaluación, los costos correspondientes.</p>
	<p>Texto actual:</p> <p>Requerimientos de control de calidad y aseguramiento de calidad</p> <p>5.1.4. [...]</p> <p>5.1.5. [...]</p> <p>Anexo 3</p> <p>Anexo 4</p>	
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>

<p>BP</p> <p>BP propone que el control de la calidad y el aseguramiento de los requerimientos tal como se describen en 5.1.4, 5.1.5, Anexo 3 y Anexo 4, sean simplificados a fin de evitar muestreo, pruebas, almacenamiento de documentos y reporte redundantes. Es importante asegurar la calidad de los combustibles producidos, transportados a través de la cadena de suministro y entregados a consumidores. Sin embargo, los requerimientos propuestos de muestreo y certificación pueden causar retrasos en los embarques y reducir la flexibilidad del suministro, incrementando finalmente el costo a los consumidores. BP recomienda que la regulación requiera que el Productor o Importador conduzca un proceso analítico de muestreo y emita un certificado de análisis (CoA) antes de entrar al sistema de distribución. BP recomienda que un documento de transferencia de producto se presente a cada poseedor de la custodia o título de propiedad subsecuente conforme el producto es transferido a lo largo de la cadena de suministro hasta el expendio al público. El documento de transferencia puede indicar información del combustible como volumen, tipo de combustible, especificaciones de calidad, localización y tiempo de venta, etc.</p> <p>A fin de verificar que el combustible es adecuado para el consumidor, BP recomienda confiar en un proceso de dos pasos: a) auditorías de verificación anual como se describen en el anexo 3 para asegurar procesos adecuados, rastreo de los embarques, y administración de registros y b) muestreos de estaciones de servicio (expendio) representativas realizados regularmente por un programa independiente de muestreo financiado por un consorcio de expendedores al público. La empresa independiente que realizará el muestreo y pruebas deberá dar un reporte anual a la Comisión Reguladora de Energía señalando cualquier excedente en el expendio, asimismo proveerá una serie completa de resultados de las pruebas tanto a la Comisión como a los expendedores. Los componentes de esta recomendación se describen más a detalle en la sección 5.1.5.</p>	<p>No procede</p> <p>La obligación de confirmar la calidad por medio de pruebas de control en toda la cadena de suministro, fue diseñada en obvio de repeticiones de forma congruente con lo que establecen los Artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, relativo a la obligación de conservar la calidad de los petrolíferos y medirse a la entrada y la salida; asimismo, este mecanismo garantizaría la trazabilidad del producto y la carga regulatoria sería mínima, toda vez que se eligieron pruebas críticas que permiten ver si el producto fue alterado o si se conservó su calidad.</p> <p>Asimismo, de tratarse de sistemas pertenecientes a una persona, razón social o empresas productivas filiales, podrían pactarse otras pruebas u otros mecanismos para dichas pruebas.</p> <p>Cualquier importación de petrolíferos para ingresar a territorio nacional debe venir acompañada de un informe de resultados con la totalidad de las pruebas que demuestre que los mismos cumplen con las especificaciones de calidad de la norma, es decir, es un requisito de ingreso a territorio nacional de carácter obligatorio como lo mandata el artículo 53 de la LFMN.</p> <p>El informe de resultados facilita el comercio internacional ya que de manera previa al ingreso a territorio nacional del petrolífero demuestra que cumple con lo establecido en la norma.</p> <p>Por otro lado, no es aceptable que la verificación de los permisionarios de expendio al público se realice por muestreo, toda vez que, por ministerio de ley, cada permisionario debe demostrar en lo individual que cumple con lo establecido en la Norma, obligación que se desprende de lo tutelado en el artículo 84, fracciones III y IV de la LH y artículo 53 del reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la LH.</p>
---	--

<p>BP</p> <p>La revisión de BP de la sección 5.1.4 indica que el muestreo y el reporte de las especificaciones de producto son requeridos en cada cambio de propiedad o custodia empezando por el Importador/Productor y continuando a lo largo de toda la cadena de suministro. A BP le preocupa que este requerimiento de muestreo, prueba y reporte sea excesivamente oneroso a todas las empresas internacionales operando en el mercado. La transferencia de custodia o la transferencia de propiedad del producto no necesariamente implican que ocurrirá degradación en la calidad. Aquellos operadores que no operan la cadena de suministro completa están en desventaja con esta regulación propuesta debido a que existe la misma oportunidad de degradación de la calidad del producto tanto en un sistema con múltiples dueños como en un sistema con un solo dueño. Este punto parecería favorecer la cadena de suministro integrada existente sobre nuevos participantes en el mercado. El muestreo repetitivo retrasará los embarques, reducirá la flexibilidad de suministro e incrementará el costo del combustible a los consumidores, con muy poco beneficio.</p> <p>Por lo anterior, BP recomienda que la especificación de calidad del Importador/Productor sea suficiente para demostrar la calidad a través de la cadena de suministro, especialmente al ser combinado con la verificación anual y los requerimientos de auditoría para asegurar registros precisos de transferencia de producto. Adicionalmente, BP recomienda que el requerimiento de muestreo, prueba y reporte de las especificaciones de combustible sea aplicable únicamente a cada cargamento de los Importadores o Productores. El reporte generado por el Importador o Productor debe generarse antes de la entrada del producto al sistema de distribución. BP recomienda que se presente un documento de transferencia de producto a cada poseedor de la custodia o título subsecuente conforme el producto es transferido a través de la cadena de suministro hasta las estaciones de servicio (expendio). Para asegurar la calidad del combustible para el consumidor, BP recomienda que la CRE considere reportes anuales de especificaciones críticas del combustible en las estaciones de servicio y un programa de muestreo realizado por un consorcio similar al usado por el de la US EPA como se describe posteriormente. El muestreo para el aseguramiento de la calidad junto con los resultados de las pruebas iniciales provistas por el Importador/Productor son suficientes para proveer la seguridad de la calidad del producto en lugar del oneroso proceso de llevar a cabo el muestreo en cada punto de transferencia de custodia o de propiedad.</p>	<p>No procede</p> <p>La obligación de confirmar la calidad por medio de pruebas de control en toda la cadena de suministro, fue diseñada de forma congruente con lo que establecen los Artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, relativo a la obligación de conservar la calidad de los petrolíferos y medirse a la entrada y la salida; adicionalmente, este mecanismo garantizaría la trazabilidad del producto y la carga regulatoria sería mínima, toda vez que se eligieron pruebas críticas que permiten ver si el producto fue alterado o si se conservó su calidad.</p> <p>Asimismo, de tratarse de sistemas pertenecientes a una persona, razón social o empresas productivas filiales, podrían pactarse otras pruebas u otros mecanismos para dichas pruebas.</p> <p>Cualquier importación de petrolíferos para ingresar a territorio nacional debe venir acompañada de un informe de resultados con la totalidad de las pruebas que demuestre que los mismos cumplen con las especificaciones de calidad de la norma, es decir, es un requisito de ingreso a territorio nacional de carácter obligatorio como lo mandata el artículo 53 de la LFMN.</p>
--	---

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

<p>ONEXPO NACIONAL, A.C.</p> <p>5.1.5. Con el objeto de garantizar la calidad de los petrolíferos en las actividades de expendio al público, la Comisión podrá requerir a los permisionarios, de forma fundada y motivada, la información correspondiente para efectos de regulación. El titular del permiso del expendio al público deberá contar con un documento en el que se refieran las especificaciones de calidad del petrolífero que deriven del informe de resultados correspondiente, de conformidad con la actividad permitida de donde provenga el petrolífero. Dicho documento deberá ser entregado por el almacenista o distribuidor al permisionario del expendio al público, previo al cambio de propiedad o transferencia de custodia del petrolífero. Los permisionarios de expendio al público deberán realizar una vez al año el muestreo y la determinación de especificaciones de calidad de los petrolíferos en los tanques de almacenamiento utilizados en sus instalaciones.</p> <p>En las Estaciones de Servicio, la rotación de los inventarios de gasolinas y diésel se da en el mismo día, por lo que la información que resulte de la revisión trimestral no sería representativa de la calidad expedida diariamente.</p> <p>Por otro lado, recordemos que son alrededor de 12,000 Estaciones de Servicio que tienen en promedio cuatro tanques, lo que implica que se tendrían que muestrear alrededor de 48,000 tanques y si esto se requiere trimestralmente, implicaría que la cantidad de tanques a muestrear sería de alrededor de 192,000 al año.</p> <p>Así mismo es importante considerar que estas 12,000 estaciones se encuentran distribuidas a lo largo y ancho del territorio Nacional, es decir no se encuentran concentradas en un lugar determinado.</p> <p>Esto significa que los laboratorios necesitarán más de tres meses para poder cubrir el total de los tanques y que los tiempos y movimientos a realizar para atender a cada Estación de Servicio, dependerá de la distancia que tengan que recorrer.</p> <p>Considerando además que el muestreo y la determinación de la calidad, se tiene que realizar por laboratorios acreditados y autorizados, y que a la fecha no hay ninguno que cumpla estos requisitos de autorización.</p> <p>Por lo anteriormente expuesto consideramos que resultaría inoperante el presente requisito con la periodicidad propuesta, (cuatro veces al año), por lo tanto, solicitamos que esta se realice una vez al año y con ello esta obligación sería más congruente.</p> <p>Por otro lado recordemos que la CRE como acto de vigilancia, en cualquier momento evaluará la calidad de los combustibles que se están expidiendo, situación que sin lugar a duda dará mayor certeza de la calidad de los combustibles que se expenden.</p>	<p>No procede</p> <p>Para efectos de tener una mejor noción de la calidad del petrolífero que el permisionario de expendio al público maneja, es necesaria la periodicidad propuesta en la Norma.</p> <p>Basados en la propia argumentación de esta Asociación, es necesario que existan muestreos de la calidad de los petrolíferos de manera periódica que incremente el nivel de certeza en la información sobre la calidad de éstos.</p>
--	---

<p>Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA)</p> <p>Me permito hacer la siguiente consulta, referida específicamente al párrafo resaltado en el cuadro anterior y con base en lo siguiente:</p> <p>Considerando lo descrito en el PEC numeral 5.2.3 "En el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, la transferencia del producto se llevará a cabo sin perjuicio de que las partes involucradas puedan pactar, en su caso, realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4".</p> <p>Con la finalidad de dar cumplimiento cabal al requisito 5.1.5 de la Norma, Se podría interpretar que ¿Este requisito No aplica para el organismo?</p>	<p>Sí podría aplicar para efectos de la transferencia de custodia, si dos sistemas diferentes pertenecen al mismo organismo; lo anterior, sin perjuicio de las prácticas de control de calidad y de seguridad aplicables para turbosina o gasavión.</p>
<p>Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA)</p> <p>Este punto específico, como no establece explícitamente las pruebas que se tendrían que realizar, mi pregunta es: "La determinación de especificaciones de calidad.... ", refiere a que ¿se deberán realizar todas las pruebas descritas en las tablas 1 a 13?</p> <p>En caso de ser afirmativo, solicitamos atentamente evaluar la posibilidad de incluir sólo las pruebas descritas en las tablas del Anexo 4 aplicables para "almacenistas", debido a que se va a evaluar que el combustible conserve su calidad y no es necesario efectuar todas las pruebas descritas en las tablas 1 a 13.</p> <p>Nota: Las pruebas descritas en las tablas 1 a 13, están enfocadas a realizarse al inicio de la cadena de custodia y posteriormente sólo se tendrá que monitorear la calidad de los petrolíferos a través de pruebas de control, para verificar que el combustible conserva su calidad. Para el caso de combustibles de aviación, existen normas internacionales que establecen las pruebas de control que se deben realizar en casos muy específicos, por ejemplo cuando el combustible es transferido en tuberías multi-producto.</p>	<p>No se propone un cambio a la Norma.</p> <p>Para almacenistas, para efectos de transferencia de custodia a la entrega, deberán realizar las pruebas de control establecidas en el Anexo 4; no son requeridas todas las pruebas de las tablas.</p> <p>Para la recepción, podrán hacerse las pruebas de control del (Anexo 4), aunque resulta suficiente con el informe de resultados emitido por el laboratorio de prueba de quien suministra el combustible, ya sea todas las especificaciones de la tabla 1 a 13 o las del Anexo 4, según la actividad que realice el permisionario que suministre el petrolífero.</p>

<p>BP</p> <p>La sección 5.1.5 requiere que el permisionario del expendio al público tome y mantenga reportes de productos recibidos en el expendio al público para cada entrega. BP solicita aclaración de cuánto tiempo deben retenerse los reportes y recomienda que los registros se mantengan en una oficina corporativa localizada dentro del país. Recomendamos que no se requiera que estos registros se mantengan en los puntos de venta.</p> <p>Relacionado con el requerimiento de llevar a cabo un muestreo trimestral en los puntos de expendio al público, a BP le preocupa que dicho muestreo se convierta en una carga que incremente el costo, reduzca el suministro e incremente el precio de venta de las gasolinas en los puntos de venta. En alineación con las preocupaciones señaladas para los puntos 5.1.4, BP recomienda que los suministradores en México organicen y fondeen un programa independiente de muestreo y prueba que sea llevado a cabo por un consorcio de expendedores, para asegurar la calidad de combustibles en el expendio al público en lugar de un programa trimestral de muestreo y prueba como el propuesto en la norma. BP sugiere un programa similar al usado por el US EPA en las áreas de no cumplimiento para ozono en Estados Unidos (US EPA for ozone non-attainment areas in the US). BP recomienda que se lleve a cabo un muestreo trimestral en varios expendios al público estadísticamente representativos, como se define en la sección 40 del Código Federal de Regulaciones, particularmente el 80.68 y el 80.69. El consorcio independiente reportaría los resultados a los expendedores. BP sugiere que la Comisión Reguladora de Energía requiera el muestreo de solamente parámetros críticos para asegurar una mejor calidad del aire como lo son el contenido de azufre, de benceno y la presión de vapor.</p>	<p>Se pondrá en el texto de la Norma, que toda la información generada por el Permisionario para efectos de la Norma, se conserve por diez años. Es importante señalar que la información generada en relación a la Norma, debe estar disponible para efectos de regulación, aunque no es necesario mantenerla en físico en punto de venta.</p> <p>Por otro lado, no es aceptable que la verificación de los permisionarios de expendio al público se realice por muestreo, toda vez que por ministerio de ley cada permisionario debe demostrar en lo individual que cumple con lo establecido en la norma, obligación que se desprende de lo tutelado en el artículo 84, fracciones III y IV de la LH y artículo 53 del reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la LH.</p>
<p>BP</p> <p>La propuesta de toma de muestras para análisis y para transferencia de custodia trimestral y las pruebas en los puntos de expendio al público son una carga onerosa al sistema de expendio. Dicha carga incrementará el costo, retrasará e interrumpirá las ventas de gasolina en los puntos de expendio al público.</p> <p>Considerando la amplia experiencia de BP en otras regiones en cuanto a aseguramiento de la calidad se refiere, recomendamos simplificar el proceso. El primer componente de este proceso es la confianza en los resultados de las pruebas y los reportes generados en el punto de manufactura o importación del combustible, que se basan en pruebas analíticas extensas. El segundo componente es la creación de un programa de muestreo llevado a cabo por una parte independiente, fondeado por un consorcio de expendedores al público, que muestree producto en puntos de expendio representativos. Dicha parte independiente generará reportes de excepción que serán entregados a la Comisión Reguladora de Energía y a los expendedores individuales.</p>	<p>No procede</p> <p>Para efectos de tener una mejor noción de la calidad del petrolífero que el permisionario de expendio al público maneja, es necesaria la periodicidad propuesta en la Norma.</p> <p>No es aceptable que la verificación de los permisionarios de expendio al público se realice por muestreo, toda vez que por ministerio de ley cada permisionario debe demostrar en lo individual que cumple con lo establecido en la norma, obligación que se desprende de lo tutelado en el artículo 84, fracciones III y IV de la LH y artículo 53 del reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la LH.</p>
	<p>Texto actual:</p> <p>5.1.6. En el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, la transferencia del producto se realizará sin perjuicio de que las partes involucradas puedan pactar, en su caso, realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4.</p>

Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>Monitor Regulatorio</p> <p>5.1.6. En el caso específico de aquellos petrolíferos que provengan de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de la misma persona, razón social o entre empresas productivas subsidiarias o filiales de Petróleos Mexicanos, la transferencia del producto se realizará sin perjuicio de que las partes involucradas puedan pactar, en su caso, realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4. <u>Así mismo, cuando el Gas Licuado de Petróleo provenga de sistemas pertenecientes o bajo la responsabilidad de empresas de un mismo grupo empresarial, las partes involucradas puedan pactar protocolos conjuntos para realizar las pruebas de control indicadas en el Anexo 4.</u></p>	<p>Procede, pero para la misma persona física o moral o empresas productivas subsidiarias o filiales de Pemex</p> <p>Los protocolos de medición conjunta se prevén en los artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la LH.</p>
<p>Texto actual:</p> <p>5.2.1 Con el objeto de obtener muestras representativas de los petrolíferos a que se refiere esta Norma, se deberá aplicar, de manera enunciativa mas no limitativa, la normativa siguiente: NMX-Z-12/1-1987, NMX-Z-12/2-1987, NMX-Z-12/3-1987, y las referidas en los numerales 5.2.2 a 5.2.4 siguientes, según el caso.</p>	
Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>Flint Hills Resources</p> <p>Sección 5.2.1 - Aclarar las directrices utilizadas para obtener muestras representativas para incluir directrices en 5.2.1 o 5.2.2 para los productos derivados del petróleo en la fase líquida.</p> <p>Consideramos que la Sección 5.2.1 debiera modificarse de la siguiente manera: "Con el fin de obtener muestras representativas de productos derivados del petróleo, en virtud del presente documento, deben aplicarse las siguientes directrices, incluyendo, pero sin limitarse a ellas: NMX-Z-12/1-1987, NMX-Z-1 2/ 2- 1987, NMX-Z-12/3-1987, y aquellas mencionadas en los artículos subsiguientes 5.2.2 a 5.2.4., en su caso."</p> <p>Este cambio proporcionaría claridad y comprensión del requisito.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Para dar mayor claridad, la redacción queda como sigue:</p> <p>5.2.1 Con el fin de obtener muestras representativas de petrolíferos a que se refiere a la Norma, deben aplicarse las siguientes normas, incluyendo, pero sin limitarse a ellas: NMX-Z-12/1-1987, NMX-Z-1 2/ 2- 1987, NMX-Z-12/3-1987, y aquellas mencionadas en los numerales subsiguientes 5.2.2 a 5.2.4, en su caso.</p>

<p>Texto actual:</p> <p>6. Metodología de prueba</p>	
Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>BP</p> <p>No se menciona en la propuesta cómo la precisión de la prueba (es decir incertidumbre) será utilizada en la determinación de cumplimiento de las especificaciones. Se cita en el pie de página 1 de la gasolina para aviación, Tabla 10, "las tolerancias, precisión, repetibilidad, reproducibilidad y tendencia establecidas en los métodos ASTM, aplican en los análisis comparativos de calidad del producto." Esta frase sugiere que las tolerancias de la prueba deben ser consideradas al momento de llevar a cabo la prueba de cumplimiento de las especificaciones requeridas. BP recomienda que este concepto sea aplicado a todos los combustibles en la propuesta aguas abajo del Importador/Productor y que la reproducibilidad del método de prueba estándar ASTM sea utilizado para determinar el cumplimiento de las especificaciones.</p>	<p>No es claro el comentario.</p> <p>Cabe señalar que todos los métodos de prueba de la Norma deben ser acreditados, tal como se establece en el numeral 5.2.1 del PEC (Anexo 3) y como alcance del mismo, dichos métodos deben ser validados o, en su caso, confirmados, cuyos parámetros de tolerancias, precisión, repetibilidad, reproducibilidad y sesgo, sean conforme a lo establecido a cada estándar. Con lo anterior, se garantiza que la medición de la calidad sea confiable en toda la cadena de producción y suministro, incluyendo pruebas de control.</p>

	<p>Texto actual:</p> <p>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:</p> <p>b) Aplicable a los demás petrolíferos:</p>
--	---

	Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
	<p>Instituto Mexicano del Petróleo</p> <p>Análisis de referencia basado en la metodología Mid-IR (Mid-Infrared) y Near-IR (Near-Infrared) para la determinación del índice de octano, RON y MON</p> <p><i>Se sugiere no incluir estos equipos o métodos.</i></p> <p>El número de octano es la propiedad más importante de las gasolinas, debido a que es una variable de diseño y puesta a punto de los motores.</p> <p>La determinación de RON y MON en la máquina monocilíndrica de combustión interna (CFR), de conformidad con los métodos ASTM D 2699 y ASTM D 2700 o su equivalente en las normas ISO, son las únicas pruebas estandarizadas aprobadas por las normas y especificaciones de gasolinas a nivel mundial.</p> <p>Los métodos basados en espectroscopia infrarroja no han sido aprobados por ninguna norma en el mundo, debido a la discrepancia en resultados con la máquina monocilíndrica CFR.</p> <p>ASTM no ha aprobado ningún método infrarrojo para medir el octanaje en las gasolinas debido a que los fabricantes no han podido validar los parámetros metrológicos necesarios para estandarizar un método de prueba. La NMX-EC-17025-IMNC-2006 establece que ningún laboratorio puede utilizar métodos de prueba que no hayan sido validados.</p> <p>En 2010 el IMP realizó a solicitud de Pemex un estudio comparativo entre ambas metodologías, donde se demostró que los análisis de espectroscopia pueden diferir en promedio entre 1 o dos unidades de octano en el mejor de los casos. La metodología ASTM para RON y MON exige una repetibilidad máxima de 0.3 unidades y una reproducibilidad de 0.7 unidades en RON y 0.9 en MON con un nivel de confianza de 95%.</p> <p>De acuerdo con los métodos ASTM, dos máquinas CFR generan resultados reproducibles en condiciones diferentes, en cambio dos equipos infrarrojos no muestran evidencia científica de reproducibilidad.</p> <p>La desviación de los resultados obtenidos en los equipos infrarrojos respecto a los resultados obtenidos en una máquina CFR no permitiría obtener resultados satisfactorios en un ensayo de aptitud internacional.</p> <p>El procedimiento de prueba utilizado en una máquina CFR considera estrictos criterios de aceptación que deben cumplirse antes de emitir el resultado. El resultado que se genera en una máquina de octanos es el efecto de todas las variables que influyen en la combustión y detonación de la gasolina, muchas de las cuales no son percibidas por un equipo infrarrojo.</p> <p>Los equipos infrarrojos no pueden ser aceptados como métodos opcionales a la máquina CFR para verificar la conformidad en el octano de las gasolinas, debido a que el proyecto de norma no establece una metodología de referencia (ASTM, ISO, etc.) que sustente la generación de resultados fiables.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se mantiene el uso de tecnologías Near-IR y Mid-IR para la determinación del índice de octano, RON y MON, sólo para efectos de las pruebas de control, para lo cual se acepta una tolerancia máxima de 0.3 números de octano.</p>

<p>Aeropuertos y Servicios Auxiliares (ASA)</p> <p>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:</p> <p>b) Aplicable a los demás petrolíferos:</p> <p>Solicitamos atentamente se considere la inclusión de tres métodos de prueba complementarios, para llevar a cabo la prueba de partículas contaminantes, en combustibles de aviación.</p> <p>Motivo; la práctica internacional, principalmente la normatividad Europea, Especificación Defense Standards 91-91, tiene considerada la inclusión de métodos automáticos para contabilizar las partículas en combustibles de aviación. Con base en los que establece esta especificación la tendencia mundial es utilizar equipos automáticos, para sustituir las pruebas efectuadas de forma manual y que tienen mucho tiempo en el mercado sin presentar cambios, ni mejoras.</p> <p>Los Métodos solicitados son;</p> <p>IP 564 Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel Laboratory Automatic particle counter method</p> <p>IP 565 Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel Portable Automatic particle counter method</p> <p>IP 577 Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel Automatic particle counter method using light extinction</p>	<p>Sí procede</p> <p>Se agregan los métodos al numeral 6.3 de la Norma:</p> <p>IP 564 Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel Laboratory Automatic Particle Counter Method.</p> <p>IP 565 Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel Portable Automatic Particle Counter method</p> <p>P 577 Determination of the Level of Cleanliness of Aviation Turbine Fuel Automatic Particle Counter Method using Light Extinction.</p>
<p>Flint Hills Resources</p> <p>Recomendamos la adición de los siguientes Métodos de Ensayo alternativos para los Productos Derivados del Petróleo:</p> <p>ASTM D2500 - Método de Prueba Estándar para Punto de Turbidez de los Productos Derivados del Petróleo.</p> <p>ASTM D5598 - Método de Prueba para Evaluar Combustible Sin Plomo para Motor de Automoción de Encendido por Chispa, con respecto a Encendido de Puerto Electrónico de Inyección de Combustible</p> <p>ASTM D5500 - Método de Prueba para Evaluación basada en Vehículo, de Combustible Sin Plomo para Motor de Automoción de Encendido por Chispa, con respecto a la Formación de Depósitos en Válvula de Admisión</p> <p>Estos métodos de ensayo son equivalentes y proporcionan una mayor flexibilidad para la certificación de productos.</p>	<p>No procede</p> <p>Estos métodos de prueba ya están previstos en las tablas 1 a 13 correspondientes y están enlistados en el numeral 7 de la Bibliografía. El promovente no indica para qué petrolífero aplicará como método alterno.</p>

<p>MATERIALES DE REFERENCIA, INSTRUMENTOS Y CALIBRACIONES</p> <p>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:</p> <p>Análisis de referencia basado en la metodología Mid-IR (Mid-Infrared) y Near-IR (Near-Infrared) para la determinación del índice de octano, MON y RON.</p> <p>Se sugiere establecer los criterios adecuados para aplicar correctamente la determinación de Octanos a través de metodología Infrarrojo.</p> <p>En la actualidad ya hay varios métodos estandarizados (ASTM) basados en IR entre ellos:</p>	<p>Procede parcialmente:</p> <p>En la Tabla 5 se modifica la obligación adicional (2); se mantiene el uso de tecnologías Near-IR y Mid-IR para la determinación del índice de octano, RON y MON, sólo para efectos de las pruebas de control, para lo cual se acepta una tolerancia máxima de 0.3 números de octano.</p>
--	---

<p>ASTM D5845 01(2011) Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, Methanol, Ethanol and tert-Butanol in Gasoline by Infrared Spectroscopy.</p> <p>ASTM D6277 07(2012) Standard Test Method for Determination of Benzene in Spark-Ignition Engine Fuels Using Mid Infrared Spectroscopy.</p> <p>ASTM D7777 13 Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Liquid Petroleum by Portable Digital Density Meter.</p> <p>ASTM D7806 12 Standard Test Method for Determination of the Fatty Acid Methyl Ester (FAME) Content of a Blend of Biodiesel and Petroleum-Based Diesel Fuel Oil Using Mid-Infrared Spectroscopy.</p> <p>Esto es prueba de la relevancia que tiene actualmente el análisis infrarrojo en pruebas de petróleo.</p> <p>[...]</p> <p>Se han hecho numerosos estudios por parte de fabricantes, laboratorios, e instituciones educativas para demostrar que los resultados de equipos basados en metodología Mid-IR (Mid-Infrared) y Near-IR (Near-Infrared) y Raman se correlacionan de forma excelente con los resultados de ASTM D 2699 y ASTM D 2700. [...]</p> <p>[...]</p> <p>Dado que la espectroscopia infrarroja para el análisis de Octano y otras propiedades es ampliamente utilizada y probada, y que puede proporcionar resultados con mejor precisión y exactitud que los métodos oficiales, se sugiere se establezca que el método IR es aceptado en la NOM-016-CRE-2016, pero sujeto a que:</p> <p>La calibración de los equipos se realice y cumpla los requisitos de: ASTM E1655-05(2012) "Standard Practices for Infrared Multivariate Quantitative Analysis".</p> <p>Se realice la validación del procedimiento de conformidad con ASTM D6122-10 "Standard Practice for Validation of the Performance of Multivariate Online, At-line, and Laboratory Infrared Spectrophotometer Based Analyzer Systems"</p> <p>Se sigan los procedimientos de muestreo y manejo de muestra de conformidad con lo establecido por la Norma NMX-EC-17025-IMNC-2006; así como complementar la validación del método de conformidad con la misma NMX y las normas aplicables.</p> <p>Por ello, es de vital importancia que la Comisión establezca, con base en la experiencia</p>	
--	--

<p>Por ello, es de vital importancia que la Comisión establezca, con base en la experiencia que pueden aportar los usuarios de este tipo de metodología, tales como Pemex, que lleva utilizando este tipo de metodología por más de 20 años, proveedores de estos equipos, laboratorios independientes, así como fabricantes, los criterios arriba mencionados para que la metodología será aceptable a fin de garantizar la validez de resultados.</p> <p>Lo anterior es necesario, ya que la alternativa de utilizar únicamente el método de CFR, es inviable, el costo de inversión y de operación en una máquina de octano para realizar un solo parámetro de la NOM-016-CRE-2016 está fuera de toda proporción, adicionalmente, la impracticidad, el alto grado de especialización que requiere una CFR para obtener resultados válidos, la subjetividad de la prueba, y la mala repetibilidad de resultados hacen que esta alternativa sea completamente inviable como único método aceptable. Adicionalmente a lo anterior, se sugiere incluir en la NOM el método</p> <p>ASTM D7777 13 Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Liquid Petroleum by Portable Digital Density Meter.</p> <p>Este método es muy rápido y económico, y representa una gran ventaja en campo o en laboratorio para obtener resultados reproducibles con un mínimo de muestra.</p>	
--	--

	<p>Texto actual: 7. Bibliografía</p>	
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Flint Hills Resources Recomendamos añadir la Especificación Estándar para Etanol para Mezcla con Gasolinas para uso como Combustible para Motor de Automoción de Encendido por Chispa - ASTM D4806</p>	<p>Sí procede Se agrega el método de prueba ASTM D4806 al Apartado 7 de Bibliografía: ASTM D4806 Standard Specification for Denatured Fuel Ethanol for Blending with Gasolines for Use as Automotive Spark-Ignition Engine Fuel</p>

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

<p>Petroindustrias Globales Verificación anual</p> <p>8.1. El productor, importador, autoridad aduanal, almacenista, transportista, distribuidor y el expendedor al público de los petrolíferos a que hace referencia esta Norma, deberá contar con un dictamen anual emitido por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista que compruebe el cumplimiento de la misma, en los términos que se detallan en el Anexo 3. Dicho dictamen deberá presentarse a la Comisión durante los tres meses posteriores al año calendario verificado, para los efectos legales que correspondan en los términos de la legislación aplicable.</p> <p>En el caso de los importadores, los mismos deberán obtener un dictamen por operación de importación, conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que al efecto se emitan.</p>	<p>No procede</p> <p>La importación es una actividad regulada, por lo que parte de sus obligaciones residen en el cumplimiento de las especificaciones de calidad de los petrolíferos materia de la actividad conforme con las disposiciones aplicables, en este caso la Norma, haciéndose constar en un dictamen.</p> <p>Asimismo, el Acuerdo que modifica al diverso por el que la Secretaría de Economía emite reglas y criterios de carácter general en materia de Comercio Exterior, en el Artículo 5 BIS Fracción I del Anexo 2.4.1, establece que, para efectos de la NOM-EM-005-CRE-2015, para acreditar el cumplimiento, los importadores deberán anexar al pedimento de importación el informe de resultados, emitido por un laboratorio registrado ante la Dirección General de Normas de la Secretaría de Economía; esta obligación será espejo para cuando se emita una nueva modificación en materia del cumplimiento con la NOM-016-CRE-2016. Por lo anterior, es suficiente la emisión de un informe de resultados para efectos de acreditar el cumplimiento de la Norma, para cada operación de importación; lo anterior, sin perjuicio de las demás obligaciones y responsabilidades establecidas en la Norma.</p>
<p>Transportadora del norte SH</p> <p>Se solicita a la Comisión confirmar que los permisionarios podrán presentar, para su aprobación, los costos en que se incurran por la contratación de Unidades de Verificación o Terceros Especialistas, como costos operativos y administrativos en la tarifa de servicio de almacenamiento. La contratación anual de una Unidades Verificadora o Tercero Especialista, para la obtención de un Dictamen de Verificación que garantice el cumplimiento del Proyecto de Norma, implica costos operativos y administrativos que los permisionarios deberán incluir en la tarifa del servicio de almacenamiento.</p>	<p>No promueve un cambio</p> <p>No es materia de la Norma, sin embargo, el principio bajo el que trabaja la CRE en tarifas, es incorporar los costos eficientes en que los permisionarios incurren al cumplir con una obligación que les impone una actividad regulatoria, así como la oportunidad de obtener un rendimiento justo de acuerdo con la actividad realizada. Los permisionarios podrán hacer la consulta puntual a la Comisión con objeto de seguir el procedimiento establecido para que se reconozcan, previo análisis y evaluación, los costos correspondientes.</p>
<p>TDF</p> <p>Se solicita a la comisión confirmar que los permisionarios podrán presentar, para su aprobación, los costos en que se incurran por la contratación de Unidades de Verificación o Terceros Especialistas, como costos operativos y administrativos en la tarifa de servicio de transporte. La contratación anual de una unidad verificadora o tercero especialista, para la obtención de un Dictamen de Verificación que garantice el cumplimiento del Proyecto de Norma, implica costos operativos y administrativos que los permisionarios deberán incluir en la tarifa del servicio de transporte.</p>	<p>No procede</p> <p>Se contesta en términos de la respuesta dada al comentario 316.</p>

<p>Texto actual:</p> <p>10.3. Lo establecido en el numeral 10.2, es sin perjuicio de la competencia de la Procuraduría Federal del Consumidor en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor y demás disposiciones legales, reglamentarias y administrativas aplicables respecto de la protección de los derechos del consumidor.</p>	
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>

	<p>Petroindustrias Globales</p> <p>10.3. Lo establecido en el numeral 10.2, es sin perjuicio de las competencias de la Procuraduría Federal del Consumidor en términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor y del Servicio de Administración Tributaria en términos de la Ley Aduanera y demás disposiciones legales, reglamentarias y administrativas aplicables respecto de la protección de los derechos del consumidor e importaciones respectivamente.</p>	<p>No procede</p> <p>La competencia del SAT es sin perjuicio de lo establecido en otras disposiciones jurídicas y no es necesario tutelar aquí por su propia naturaleza jurídica de carácter fiscal.</p>
<p>Texto actual:</p> <p>10.4. El incumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana será sancionado conforme a lo previsto en la Ley de Hidrocarburos, así como en el Capítulo II Título Sexto de la LFMN, según corresponda al tipo de infracción de que se trate.</p>		
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>		<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>CENTRO MEXICANO DE DERECHO AMBIENTAL</p> <p>10.4. El incumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana será sancionado conforme a lo previsto en la Ley de Hidrocarburos y en la <i>Ley Federal para Prevenir y Sancionar los Delitos Cometidos en Materia de Hidrocarburos</i>, así como en el Capítulo II Título Sexto de la LFMN, según corresponda al tipo de infracción de que se trate.</p> <p>En el numeral 10.4 hace falta hacer referencia a la nueva Ley Federal para Prevenir y Sancionar los Delitos Cometidos en Materia de Hidrocarburos publicada en el DOF 12 de enero de 2016, la cual sanciona en el Artículo 9 Fracción II a quien altere o adultere hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos sin derecho y sin consentimiento de asignatarios, contratistas, permisionarios, distribuidores o de quien pueda disponer de ellos con arreglo a la ley.</p>	<p>No procede</p> <p>La Ley de Hidrocarburos, en su Artículo 86, fracción II, incisos a) y j), establece que la Comisión está facultada para sancionar el incumplimiento de las disposiciones aplicables a la cantidad, calidad y medición de Hidrocarburos y Petrolíferos, así como las demás violaciones al Título Tercero de esta Ley, entre las cuales se encuentra el Artículo 77, el cual establece que los Hidrocarburos, los Petrolíferos y los Petroquímicos deberán transportarse, almacenarse, distribuirse, enajenarse, expendirse y suministrarse sin alteración. Por lo anterior, la adición de la Ley Federal para Prevenir y Sancionar los Delitos Cometidos en Materia de Hidrocarburos no está justificada.</p>
<p>Texto actual:</p> <p>Transitorios</p> <p>SEGUNDO.- En tanto existen laboratorios acreditados y aprobados para efectuar alguna prueba conforme a las especificaciones establecidas en esta Norma Oficial Mexicana, se aceptarán informes de resultados de laboratorios acreditados para otras normas en el área de calidad de petrolíferos o, en su defecto, de laboratorios no acreditados siempre que cuenten con la infraestructura necesaria.</p> <p>En relación a la importación de petrolíferos, se aceptarán los certificados de calidad de origen, informes de resultados o documentos de naturaleza jurídica y técnica análoga de los laboratorios de prueba y/o ensayo del país de procedencia del petrolífero de que se trate si se encuentra registrado o se registra ante la Secretaría de Economía por virtud de acuerdos de reconocimiento mutuo entre autoridades competentes de nuestro país y la contraparte del país de origen, y, en su caso, los acuerdos de reconocimiento mutuo entre entidades de acreditación u otra figura análoga conforme a tratados suscritos por nuestro país.</p>		

	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Pedro Ismael Hernández Delgado</p> <p>Transitorio Segundo, no es recomendable dejar abierto o sin una fecha compromiso la instalación o disponibilidad de laboratorios acreditados y aprobados. Se sugiere especificar un plazo máximo de dos años.</p>	<p>No procede</p> <p>El uso de laboratorios acreditados y no acreditados está tutelado por la LFMN en sus artículos 81 y 83, y en el Reglamento de dicha Ley en su artículo 97, párrafo segundo.</p>

	<p>Petroindustrias Globales</p> <p>SEGUNDO.- En tanto existen laboratorios acreditados y aprobados para efectuar alguna prueba conforme a las especificaciones establecidas en esta Norma Oficial Mexicana, se aceptarán informes de resultados de laboratorios acreditados para otras normas en el área de calidad de petrolíferos o, en su defecto, de laboratorios no acreditados siempre que cuenten con la infraestructura necesaria.</p> <p>En relación a la importación de petrolíferos, en tanto se cuente con la infraestructura aduanera para medición de calidad en el punto de entrada, se aceptarán los certificados de calidad de origen, informes de resultados o documentos de naturaleza jurídica y técnica análoga de los laboratorios de prueba y/o ensayo del país de procedencia del petrolífero de que se trate si se encuentra registrado o se registra ante la Secretaría de Economía por virtud de acuerdos de reconocimiento mutuo entre autoridades competentes de nuestro país y la contraparte del país de origen, y, en su caso, los acuerdos de reconocimiento mutuo entre entidades de acreditación u otra figura análoga conforme a tratados suscritos por nuestro país.</p>	<p>No procede</p> <p>El Acuerdo que modifica al diverso por el que la Secretaría de Economía emite reglas y criterios de carácter general en materia de Comercio Exterior, en el Artículo 5 BIS Fracción I del Anexo 2.4.1, se establece que, para efectos de la NOM-EM-005-CRE-2015, los importadores deberán anexar al pedimento de importación el informe de resultados, emitido por un laboratorio registrado ante la Dirección General de Normas de la Secretaría de Economía; esta obligación será espejo para cuando se emita una nueva modificación en materia del cumplimiento con la NOM-016-CRE-2016.</p> <p>Asimismo, el numeral 5.1.2 segundo párrafo de la Norma establece que el lote de producto importado debe contar con un informe de resultados en términos de la LFMN, certificado de calidad o documento de naturaleza jurídica y técnica análogo según el país de procedencia, en el cual haga constar que el petrolífero correspondiente cumple de origen con las especificaciones establecidas en las Tablas 1 a 13.</p> <p>Derivado de lo anterior, se desprende que el requerimiento del certificado de calidad no es transitorio, sino permanente.</p> <p>La infraestructura aduanera para medición de calidad en el punto de entrada, es adicional a los requerimientos establecidos en la Norma en materia de la actividad de importación, por lo que no es válido incluirse un transitorio al respecto.</p>
	<p>Texto actual:</p> <p>Transitorios</p> <p>TERCERO.- En el caso del transporte por ductos del Sistema Nacional de GLP, el muestreo y análisis en los puntos de entrega de dicho sistema comenzará a realizarse a los doce meses de la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana.</p>	

	Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
	<p>Transportadora del norte SH</p> <p>Dicho transitorio establece que "En el caso del transporte por ductos del Sistema Nacional de GLP, el muestreo y el análisis en los puntos de entrega de dicho sistema comenzará a realizarse a los doce meses de la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana". Cabe mencionar que el único punto de recepción de la Planta de Almacenamiento es el punto final de entrega del Sistema Nacional de Gas LP, es decir, el ducto Cactus Guadalajara, propiedad de Pemex Logística.</p> <p>Se solicita a la Comisión permitir que todos los permisionarios cuenten con el plazo establecido de doce meses a partir de la entrada en vigor de la Norma Oficial Mexicana correspondiente, con la finalidad de cumplir con la totalidad de las condiciones y obligaciones establecidas en el Proyecto de Norma.</p>	<p>No procede</p> <p>La obligación de medir a la entrada y a la salida se estableció en el Reglamento de las Actividades que Regula el Título Tercero de la LH, el cual entró en vigor a partir del 1° de noviembre de 2014.</p> <p>Aunado a lo anterior, la LH, en vigor a partir del 12 de agosto de 2014, establece como obligación de los permisionarios de actividades reguladas el medir y entregar los petrolíferos dentro de las especificaciones que establecen las Normas Oficiales Mexicanas en su Artículo 84 fracciones III y IV.</p> <p>El promovente no brinda elementos de juicio que sustenten su solicitud, entre otras cosas, argumentaciones técnicas, económicas o de otra índole.</p>

	<p>TDF</p> <p>Se solicita a la Comisión permitir que todos los permisionarios cuenten con el plazo establecido de doce meses a partir de la entrada en vigor de la Norma Oficial Mexicana correspondiente, con la finalidad de cumplir con la totalidad de las condiciones y obligaciones establecidas en el Proyecto de Norma.</p> <p>Dicho transitorio establece que <i>"En el caso del transporte por ductos del Sistema Nacional de GLP, el muestreo y análisis en los puntos de entrega de dicho sistema comenzará a realizarse a los doce meses de la entrada en vigor de la presente Norma Oficial Mexicana "</i>.</p>	<p>No procede</p> <p>Se contesta en los términos a la respuesta al comentario 322.</p>
<p>Texto actual: Transitorios CUARTO.- La presente Norma Oficial Mexicana cancela y deja sin efectos la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.</p>		
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>		<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>SEMARNAT</p> <p>CUARTO.- Si la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE- 2015, Especificaciones de calidad de los petrolíferos continúa vigente en la fecha en la que la presente Norma Oficial Mexicana entre en vigor, esta última cancela y deja sin efectos a la primera.</p> <p>Si después del cierre del periodo de consulta pública correspondiente, transcurren 120 días, respetándose los plazos establecidos en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, la vigencia de la NOM-EM-005-CRE- 2015 concluiría antes de la entrada en vigor de la NOM-016-CRE-2016, por lo que se sugiere esta redacción.</p>	<p>No procede</p> <p>La redacción que tiene la Norma ya prevé que la entrada en vigor de la NOM-016 cancela y deja sin efectos la NOM-EM-005.</p>

<p>Texto actual: TRANSITORIOS Nuevo</p>		
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>		<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Monitor regulatorio TRANSITORIO NUEVO QUINTO.- La obligación de toma de muestra y medición de calidad aplicable a los transportistas en los puntos 5.1.3 inciso b y 5.1.4 último párrafo, no será aplicable a los transportistas por medio de carro tanque, auto tanque o semirremolque que transporten Gas licuado de Petróleo.</p>	<p>Sí Procede</p> <p>En el numeral 5.1.7 de la Norma, se establece la toma de muestra y medición de calidad mediante recipientes sujetos a presión por medio de carrotanque, autotanque o semirremolque.</p>

	<p>SEMARNAT TRANSITORIO NUEVO QUINTO. - Si derivado del consumo de gasolinas con etanol, aumentan de manera significativa los niveles de ozono como contaminante, en las entidades o municipios ubicadas en la Zona Resto del país, se tendrán que suministrar solamente gasolinas a las que se les haya aditivado como oxigenante, alguno de los éteres contemplados en la presente Norma Oficial Mexicana, o bien, aquellos que hayan cumplido con lo dispuesto en el numeral 4.3 de este instrumento normativo.</p> <p>Es conveniente señalar que, si derivado del uso de dicho oxigenante, se incrementan los niveles de ozono troposférico, en cualquier lugar ubicado en la Zona Resto del país, se deberá aplicar el mismo criterio que en las cuatro regiones críticas de la República Mexicana.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se agrega a la Norma un Transitorio en los términos siguientes:</p> <p>SEXTO.- Dentro de los treinta días naturales contados a partir del inicio de la vigencia de la presente Norma Oficial Mexicana, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos instalará un grupo técnico de trabajo al cual se invitará a los sectores gubernamental, privado y social para analizar la transición óptima de la Norma considerando el bienestar social, impacto económico, sobre la salud y medio ambiente para su convergencia hacia estándares más avanzados en la materia. Entre los temas que se evaluarán en el grupo técnico estarán, entre otros, los efectos en los motores de los residuos de carbón y el contenido de aromáticos en el diésel.</p>
	<p>SEMARNAT TRANSITORIO NUEVO SEXTO. - A efecto de que se pueda hacer exigible el uso de tecnologías cada vez más limpias en los vehículos nuevos a gasolina, el contenido de azufre para este tipo de combustible será de 10 partes por millón, a partir del año 2022, concentración que en los primeros 12 meses, será aquella que resulte de realizar el promedio anual de dicho componente en la gasolina a ser comercializada.</p> <p>Debido a que en la modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-042-SEMARNAT-2003 (Límites máximos permisibles de emisión de contaminantes a la atmósfera provenientes del escape de vehículos ligeros nuevos), misma que está inscrita en el Programa Nacional de Normalización 2016, se pretende hacer exigible el uso de tecnologías más limpias, en la primera mitad de la década del 2020, considerando que éstas requieren el uso de gasolina con 10 partes por millón de azufre, resulta de vital importancia que este artículo Transitorio Sexto, se incorpore en la NOM-016-CRE-2016, a fin de dar certidumbre jurídica a los sujetos a los que les aplicará la nueva versión de la NOM-042.</p>	<p>Procede parcialmente</p> <p>Se agrega a la Norma un Transitorio en los términos siguientes:</p> <p>SEXTO.- Dentro de los treinta días naturales contados a partir del inicio de la vigencia de la presente Norma Oficial Mexicana, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos instalará un grupo técnico de trabajo al cual se invitará a los sectores gubernamental, privado y social para analizar la transición óptima de la Norma considerando el bienestar social, impacto económico, sobre la salud y medio ambiente, así como sus efectos sobre motores y vehículos, para su convergencia hacia estándares más avanzados en la materia. Entre los temas que se evaluarán en el grupo técnico estarán, entre otros, los efectos en los motores de los residuos de carbón y el contenido de aromáticos en el diésel.</p>

	<p>Texto actual: Anexo 1 1.3 A partir del 1 de julio de 2018, el contenido máximo de azufre en el diésel automotriz será de 15 mg/kg en todo el territorio nacional.</p>	
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>SEMARNAT Anexo 1. Diésel automotriz con un contenido máximo de azufre total de 15 mg/kg 1.3 A partir del 1 de enero de 2018, el contenido máximo de azufre en el diésel automotriz será de 15 mg/kg en todo el territorio nacional. Considerando que para el mes de octubre de 2017 ya se habrán dado las condiciones para que se pueda abastecer diésel automotriz con 15 partes por millón como máximo, en todo el territorio nacional, se sugiere mover la fecha al 1 de enero de 2018.</p>	<p>No procede. Dados los retrasos en los proyectos de suministro de diésel UBA, se modifica como fecha al 31 de diciembre de 2018, para la cobertura en todo el territorio nacional con diésel UBA en la obligación adicional (3) de la Tabla 7.</p>

	Texto actual: Anexo 1	
	Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
	Ayuntamiento del Municipio de Puebla Suministrar gasolinas y diésel UBA en la Ciudad de Puebla al inicio de la vigencia de la norma oficial mexicana definitiva NOM-016-CRE-2016, tal y como se establece para la ZMVM.	No procede Este comentario se atiende en los términos de la respuesta número 328.
	Ayuntamiento del Municipio de Puebla Incluir dentro de los corredores DUBA a las estaciones de servicio ubicadas en la ciudad de Puebla.	No procede Este comentario se atiende en los términos de la respuesta número 328.
	Ayuntamiento del Municipio de Puebla Suministrar gasolinas Magna y Premium con un contenido de compuestos aromáticos no mayor al 25%, de manera similar a la ZMVM.	No procede La propuesta requiere evaluarse cuidadosamente, tanto en su contenido ambiental como logísticamente en el suministro de combustibles a la zona propuesta. En este momento no hay tiempo suficiente para analizarla, ya que se tiene el riesgo de incurrir en un vacío regulatorio. El Transitorio Sexto del Proyecto de NOM-016, prevé iniciar la evaluación de la propuesta técnicamente y, en su caso, determinar zonas óptimas para el abastecimiento de petrolíferos.

	Texto actual: <i>General</i>	
	Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
	Pedro Ismael Hernández Delgado Considerar que en las propuestas de especificaciones ponderadas por volumen de lote y con máximos por lote específico, pueden adicionalmente limitar el número de lotes por arriba del promedio especificado.	No procede La forma en que va a realizarse la evaluación anual por lote de las especificaciones, es congruente con la práctica internacional, entre ellas con la US EPA.
	Transportadora del norte SH Se solicita a la Comisión confirmar que los permisionarios podrán utilizar los valores emitidos en los informes de resultados de los laboratorios de prueba para completar el reporte de especificaciones de calidad del producto almacenado. Actualmente, TDN cuenta con equipos que piden sólo algunas especificaciones de las que se deben cumplir de acuerdo al proyecto de norma. Las especificaciones que no se obtienen de los equipos instalados se monitorean en los informes de resultados entregados por el Usuario, respecto al producto recibido.	En el numeral 5 de la Norma, para transporte, almacenamiento y distribución, se establece que es potestativa la medición de calidad a la entrada, puede sólo avalarse con el informe de resultados del suministrador inmediato, pero es requerida la medición a la salida con las pruebas mínimas establecidas en el Anexo 4. Podrían establecerse otras, si la transferencia se realiza entre instalaciones de la misma persona, razón social o empresas filiales de Pemex.

	<p>TDF</p> <p>Se solicita a la Comisión confirmar que los permisionarios podrán utilizar los valores emitidos en los informes de resultados de los laboratorios de prueba para completar el reporte de especificaciones de calidad del producto transportado</p> <p>Actualmente, TDF cuenta con cromatógrafos que miden sólo algunas especificaciones de las que se deben cumplir de acuerdo al Proyecto de Norma. Las especificaciones que no se obtienen de los equipos instalados se monitorean en los informes de resultados entregados por el Usuario, respecto al producto recibido para su transporte.</p>	<p>En el numeral 5, para transporte, almacenamiento y distribución, se establece que es potestativa la medición de calidad a la entrada, puede sólo avalarse con el informe de resultados del suministrador inmediato, pero es requerida la medición a la salida con las pruebas mínimas establecidas en el Anexo 4. Podrían establecerse otras, si la transferencia se realiza entre instalaciones de la misma persona, razón social o empresas filiales de Pemex.</p>
	<p>Transportadora del norte SH</p> <p>Se solicita a la Comisión confirmar que los permisionarios podrán presentar, para su aprobación, los costos en que se incurran por las adecuaciones a los equipos y sistemas de medición, a fin de que puedan ser trasladados a los Usuarios, de conformidad con lo establecido en la disposición 17.2 de la directiva sobre la determinación de tarifas de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos, DIR-GLP-002-2009.</p> <p>Con el fin de que TDN cumpla con las condiciones y las obligaciones establecidas en el proyecto de norma, se deberán configurar nuevamente los equipos, para que reporten las propiedades requeridas. Adicionalmente, se deberán adquirir e instalar analizadores que permitan medir aquellas propiedades que no se pueden obtener en los cromatógrafos actuales.</p>	<p>El principio bajo el que trabaja la CRE en tarifas, es incorporar los costos eficientes en que los permisionarios incurren al cumplir con una obligación que les impone una actividad regulatoria, así como la oportunidad de obtener un rendimiento justo de acuerdo con la actividad realizada.</p> <p>Los permisionarios podrán hacer la consulta puntual a la Comisión con objeto de seguir el procedimiento establecido para que se reconozcan, previo análisis y evaluación, los costos correspondientes.</p>

	<p>TDF</p> <p>Se solicita a la Comisión confirmar que los permisionarios podrán presentar, para su aprobación, los costos en que se incurran por las adecuaciones a los equipos y sistemas de medición, a fin de que puedan ser trasladados a los Usuarios, de conformidad a lo establecido en la disposición 17.2 de la Directiva sobre la determinación de tarifas de transporte y distribución de gas licuado de petróleo por medio de ductos, DIR-GLP- 002-2009.</p> <p>Con el fin de que TDF cumpla con las condiciones y obligaciones establecidas en el Proyecto de Norma, se deberán configurar nuevamente los equipos, para que reporten las propiedades requeridas. Adicionalmente, se deberán adquirir e instalar analizadores que permitan medir aquellas propiedades que no se pueden obtener de los cromatógrafos actuales.</p>	<p>Ver respuesta al comentario 335.</p>
--	--	---

	<p>Texto actual: Anexo 2. Combustible con un contenido máximo de azufre total de 2 % en masa. Combustible con un contenido máximo de azufre total de 2 % en masa.</p> <p>Para efecto de complementar la obligación adicional (2) de la Tabla 9, relativa a especificaciones de calidad de los combustibles líquidos industriales, se dispondrá de combustible con un contenido máximo de azufre de 2 % en masa, en las ZMG, ZMM, así como en los corredores industriales y centros de población enunciados a continuación:</p> <p>Coatzacoalcos-Minatitlán: El área integrada por los municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital, en el Estado de Veracruz.</p> <p>Irapuato-Celaya-Salamanca: El área integrada por los municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán, en el Estado de Guanajuato.</p> <p>Tampico-Madero-Altamira: El área integrada por los municipios de Tampico, Altamira y Ciudad Madero, en el Estado de Tamaulipas.</p> <p>Tula-Vito-Asasco: 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.</p> <p>El municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua.</p> <p>El área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California.</p> <p>No se permite el uso de combustóleo como combustible en la ZMVM.</p>
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Ayuntamiento del Municipio de Puebla</p> <p>Incluir a la ciudad de Puebla en el anexo 2 del proyecto de norma, para proveer de diésel industrial con un contenido máximo de azufre total de 0.05% (500 mg/kg) y/o otros combustibles que favorezcan una menor emisión de contaminantes a la atmósfera.</p> <p>No procede</p> <p>La propuesta requiere evaluarse cuidadosamente, tanto en su contenido ambiental como logísticamente en el suministro de combustibles a la zona propuesta. En este momento no hay tiempo suficiente para analizarla, ya que se tiene el riesgo de incurrir en un vacío regulatorio. El Transitorio Sexto del Proyecto de NOM-016, prevé iniciar la evaluación de la propuesta técnicamente y, en su caso, determinar zonas óptimas para el abastecimiento de petrolíferos.</p>

	<p>SEMARNAT</p> <p>Combustible con un contenido máximo de azufre total de 2 % en masa.</p> <p>Para efecto de complementar la obligación adicional (2) de la Tabla 9, relativa a especificaciones de calidad de los combustibles líquidos industriales, se dispondrá de combustible con un contenido máximo de azufre de 2 % en masa, en las ZMG, ZMM, en las ciudades de los estados que conforman la Megalópolis, así como en los corredores industriales y centros de población enunciados a continuación:</p> <p>Coatzacoalcos-Minatitlán: El área integrada por los municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital, en el Estado de Veracruz.</p> <p>Irapuato-Celaya-Salamanca: El área integrada por los municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán, en el Estado de Guanajuato.</p> <p>Tampico-Madero-Altamira: El área integrada por los municipios de Tampico, Altamira y Ciudad Madero, en el Estado de Tamaulipas.</p> <p>Tula-Vito-Asasco: 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.</p> <p>No procede.</p> <p>La propuesta requiere evaluarse cuidadosamente, tanto en su contenido ambiental como logísticamente en el suministro de combustibles a la zona propuesta. En este momento no hay tiempo suficiente para analizarla, ya que se tiene el riesgo de incurrir en un vacío regulatorio. El Transitorio Sexto del Proyecto de NOM-016, prevé iniciar la evaluación de la propuesta técnicamente y, en su caso, determinar zonas óptimas para el abastecimiento de petrolíferos.</p>
--	---

	<p>El municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua. El área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California. No se permite el uso de combustóleo como combustible en la ZMVM.</p>	
	<p>CACHEAUX CAVAZOS & NEWTON La prohibición de la realización de una actividad económica por parte de los particulares solamente puede ordenarse por los representantes populares en una ley. Por ello, una norma oficial mexicana sobre especificaciones de calidad de los petrolíferos no es el instrumento jurídico idóneo para prohibir el uso de combustóleo como combustible en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM), tal como se plantea en la disposición 2 del Anexo 2 del proyecto de NOM, destinado a regular el contenido máximo de azufre en combustibles industriales. En todo caso, esta medida de política pública sería muy atinada en el contexto de la crisis ambiental que está viviendo la ZMVM. Se sugiere entonces proponerla a las autoridades competentes.</p>	<p>El proyecto de Norma Oficial Mexicana no prohíbe la realización de actividad económica alguna por parte de los particulares en ninguna región del país. Sin lugar a dudas, se respetan las garantías individuales establecidas en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En la búsqueda del bien colectivo la norma limita la forma o los materiales que se pueden emplear en la realización de algunas actividades económicas, sin que ello implique que se prohíba la realización de las últimas. Conforme a la Ley Federal de Metrología y Normalización, las normas oficiales mexicanas tendrán como finalidad establecer, entre otros, las características y/o especificaciones que deban reunir los productos y procesos cuando éstos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana, animal, vegetal, el medio ambiente general y laboral, o para la preservación de recursos naturales. Dadas las características particulares de la Zona Metropolitana del Valle de México con un elevado grado de incertidumbre respecto al momento de su ocurrencia se generan condiciones bajo las cuales el uso del combustóleo como combustible crea riesgos ambientales y a la salud que deben evitarse. En este sentido, el proyecto es congruente con los objetivos que debe perseguir una Norma Oficial Mexicana conforme a nuestro marco jurídico. Asimismo, cabe señalar que la limitante a que se hace referencia ha sido socialmente aceptada en beneficio de los habitantes de la ZMVM.</p>

	<p>Texto actual: Anexo 3. PEC 5.2.1 La UV o el TE debe verificar que los rubros siguientes se hayan llevado a cabo y estén documentados por el visitado:</p>	
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>

	<p>Petroindustrias Globales</p> <p>5.2.1 La UV o el TE debe verificar que los rubros siguientes se hayan llevado a cabo y estén documentados por el visitado, en un sistema de gestión de la información de laboratorios (LIMS por sus siglas en inglés Laboratory Information Management System), con base en la Norma ISO/IEC 17025:2005 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración:</p>	<p>Sí procede.</p> <p>Aunque la acreditación puede ser suficiente.</p>
<p>Texto actual: Anexo 3. PEC 5.3 El productor, importador, almacenista, transportista, distribuidor y el expendedor al público deberán obtener cada año calendario un dictamen elaborado por una UV o un TE que compruebe el cumplimiento de las especificaciones de calidad de los petrolíferos que enajenen o transfieran la custodia según la modalidad de actividad en la que intervienen en la cadena de producción y suministro.</p>		
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>		<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>Shell</p> <p>Por último, en cuanto a la evaluación anual respecta, la Norma propuesta considera necesario que el productor, importador, almacenista, transportista, distribuidor y el expendedor al público, cuenten con un dictamen anual emitido por un tercero que compruebe el cumplimiento de la Norma. Sin embargo, por los motivos expuestos con anterioridad, consideramos suficiente que la verificación se limite a productores e importadores.</p>	<p>No procede.</p> <p>Las disposiciones legales vigentes establecen responsabilidades específicas en materia de calidad para todas las actividades reguladas; esto es, la Ley de Hidrocarburos, en su Artículo 79, establece lo siguiente:</p> <p>Artículo 79.- 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 Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos se establecerán en las normas oficiales mexicanas que para tal efecto expidan la Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Economía, en el ámbito de su competencia.</p> <p>En este mismo sentido fue diseñado el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos en materia de calidad, por lo que el cumplimiento de esta Norma es aplicable para todas las actividades.</p>

<p>Texto actual: Anexo 3. PEC 7.2 La UV o el TE verificará que el laboratorio de pruebas esté acreditado y aprobado en los términos de la LFMN o, en su defecto, y en ausencia de los mismos, que cumple con lo establecido en dicha Ley y su Reglamento respecto de laboratorios que no estando acreditados y aprobados cuentan con la infraestructura necesaria.</p> <p>El uso de laboratorios no acreditados y aprobados, estará condicionado a que en el lugar de residencia del visitado no existan laboratorios acreditados y aprobados.</p>		
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>		<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>

<p>EMA</p> <p>7.2 La UV o el TE verificará que el laboratorio de pruebas esté acreditado y aprobado en los términos de la LFMN o, en su defecto, y en ausencia de los mismos, que cumple con lo establecido en dicha Ley y su Reglamento respecto de laboratorios que no estando acreditados y aprobados cuentan con la infraestructura necesaria.</p> <p>El uso de laboratorios no acreditados y aprobados, estará condicionado a que en el lugar de residencia del visitado no existan laboratorios acreditados y aprobados.</p> <p>El dejar abierta la posibilidad de que las pruebas se realicen por laboratorios no acreditados pone en duda la confiabilidad de los resultados y la competencia técnica de quienes realizan las pruebas. La ubicación geográfica no debería ser una limitante, además de que se debe motivar el uso de infraestructura acreditada con base en la normativa aplicable (NMX-EC-17025-IMNC / ISO/IEC 17025).</p> <p>Aun cuando en el país no se cuente, al momento de la emisión de la norma, con laboratorios acreditados en la normativa indicada para las pruebas, dado que se está referenciando a normativa extranjera, conforme al capítulo VII de la LFMN se puede recurrir a los laboratorios que están dentro de los acuerdos de reconocimiento mutuo. Donde los organismos participantes acuerdan promover la aceptación de la equivalencia de reportes de ensayo, calibración e inspección emitidos por instancias acreditadas.</p>	<p>No procede.</p> <p>El Reglamento de la LFMN prevé y permite el uso de laboratorios no acreditados</p> <p>"Artículo 97. (...)</p> <p>Cuando no existan laboratorios acreditados para efectuar alguna calibración o prueba conforme a las especificaciones establecidas en las normas, las autoridades competentes podrán aceptar informes de resultados de laboratorios acreditados para otras normas, o en su defecto, de laboratorios no acreditados siempre que cuenten con la infraestructura necesaria. Los informes de resultados de calibración o pruebas deberán demostrar que se cumple con las normas oficiales mexicanas correspondientes."</p>
<p>Texto actual:</p> <p>Anexo 3. PEC</p> <p>Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.</p> <p>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.</p>	

Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>Petroindustrias Globales</p> <p>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. Deberán de contar con un sistema que contemple la generación de expedientes electrónicos, su trazabilidad, y la transmisión electrónica de la información contenida en los dictámenes a la Comisión y demás entidades que conforme a la normatividad se establezcan.</p>	<p>Se podrá utilizar ambas opciones: físicos o electrónicos.</p>
<p>Texto actual:</p> <p>Anexo 3. PEC</p> <p>Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.</p> <p>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.</p>	
Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM

<p>CENTRO MEXICANO DE DERECHO AMBIENTAL</p> <p>Anexo 3</p> <p>Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.</p> <p>9.4 El Dictamen de Verificación debe estar a disposición de la Comisión, de cualquier otra dependencia o entidad pública que lo solicite conforme a sus atribuciones y <i>de cualquier persona que lo solicite según lo establece la legislación aplicable.</i></p> <p>Justificación</p> <p>Se debe satisfacer la garantía que tienen todos los habitantes del país al derecho humano de acceso a la información; por esta razón el Dictamen de Verificación no solo debe estar a disposición de la Comisión o de las dependencias gubernamentales sino también debe estar disponible a todo aquél que lo requiera, a través de solicitudes de información en los términos del Artículo 6° de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.</p> <p>Esto por tratarse de información medioambiental que según ya lo ha determinado la Suprema Corte de Justicia de la Nación, por norma constitucional toda información por el solo hecho de estar en poder una autoridad, es en sí misma pública.</p>	<p>No procede</p> <p>Lo anterior, toda vez que ya existe una ley aplicable en materia de acceso a la información, por lo que cualquier solicitud de información deberá atenderse en términos de lo dispuesto en dicha ley.</p>
--	---

	<p>Texto actual:</p> <p>Anexo 3. PEC</p>	
	<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
	<p>BP</p> <p>El anexo 3 señala el requerimiento de la verificación anual en la que un verificador deberá realizar una evaluación de la conformidad para evaluar la exactitud del muestreo, prueba y medición así como la mejor forma de mantener los registros y procedimientos. BP ha propuesto que los expendedores de combustibles requieran llevar a cabo un seguimiento y almacenen los documentos de transferencia de cada entrega al expendedor así como que participen en el aseguramiento de la calidad a través de la formación de un consorcio que lleve a cabo un muestreo periódico de la calidad en expendios al público representativos. A la luz de esto, la evaluación de la conformidad deberá consistir únicamente en el atestiguamiento de la documentación para asegurar la retención adecuada de los documentos (incluyendo reportes de entrega y reportes de la calidad del consorcio) y que los procedimientos se llevan a cabo.</p> <p>Se requieren detalles adicionales para clarificar el alcance y los requerimientos de reporte de los hallazgos de la verificación anual como ¿Cuáles son los requerimientos de reporte de los resultados de la verificación anual? ¿Cuándo vence dicho reporte? Las fechas límite mencionadas en la sección 8.1 y sección 9.1 son inconsistentes. ¿A quién deben entregarse dichos reportes? ¿Debe ser auditado el laboratorio de prueba mencionado en el Anexo 4?</p>	<p>No procede.</p> <p>Los detalles de la evaluación de la conformidad en los términos establecidos por la LFMN, están previstos en el Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad de la Norma y será el TE o UV quien lo aplique.</p>

Texto actual:

Anexo 4 Pruebas de control

Tabla A.1 Pruebas de control aplicables 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 productor aplican las pruebas establecidas en las Tablas 1 a 6 de la Norma.

Promoviente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM																																																																		
<p>SEMARNAT</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Propiedad Concepto / Actor(1)</th> <th>Presión de Vapor</th> <th>RON</th> <th>MON</th> <th>(RON+MON)/2</th> <th>Aromáticos</th> <th>Olefinas</th> <th>Benceno</th> <th>Azufre</th> <th>Gravedad Específica 20/4 °C</th> <th>Temperaturas de destilación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Importador</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Transportista</td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Almacenista</td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Distribuidor</td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Expendio al público</td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> </tbody> </table> <p>Para el productos aplican las pruebas establecidas en la Tablas 1 a 6 de la Norma.</p> <p>Una vez realizada la mezcla con etanol como oxigenante, es necesario comprobar que las demás características de la Gasolina Regular y Premium siguen cumpliendo con las especificaciones establecidas en la presente Norma</p>	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	<p>Procede parcialmente</p> <p>Al pie de la Tabla A1, el numeral (2) queda como sigue:</p> <p>(2) Para el caso de la prueba de presión de vapor, deberá realizarse con base en lo establecido en los párrafos cuarto y quinto del numeral 4.1 de la Norma.</p>
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																																																									
<p>Texto actual:</p> <p>Anexo 4 Pruebas de control</p>																																																																			
Promoviente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM																																																																		

<p>Aeropuertos y servicios auxiliares (ASA) Tablas A.3 Pruebas de control aplicables a Turbosina y A.5 Pruebas de control aplicables a Gasavión (Avgas) Debido a que esto no indica explícitamente, Nuestra consulta es: Para el caso del personal que realiza las pruebas de control, en almacenamiento en aeródromos y expendio al público en aeródromos, ¿es necesario que los resultados sean reportados por un laboratorio de pruebas en términos de la LFMN?</p>	<p>El personal dedicado a las funciones de toma de muestras debe pertenecer a un laboratorio acreditado o que se ubique en lo dispuesto en el párrafo segundo del artículo 97 del Reglamento de la LFMN y cumplir con la NMX-17025.</p>
--	---

<p>Texto actual: Anexo 4 Pruebas de control</p>	
<p>Promovente, comentarios y justificación presentados</p>	<p>Respuesta y/o modificación a la NOM</p>
<p>Flint Hills Resources Reducir la lista de propiedades para presión de vapor y azufre en la Tabla A.1, como se recomienda para la Sección 5 - comentarios. Reducir la lista de propiedades para azufre en la Tabla A.2, como se recomienda para la sección 5 - comentarios. Los productos derivados del petróleo importados por camión cisterna o vagón cisterna, procedentes del mismo lote, a partir de una única operación de producción o de mezcla, tienen ciertas propiedades que no deben cambiar entre la carga de productos petrolíferos y la transferencia de custodia en las instalaciones del proveedor de almacenamiento. Por tanto, consideramos que esta prueba no es necesaria para las propiedades previstas en el Anexo 4 Tablas A.1 y A.2, y debería ser suficiente proporcionar un certificado de origen, incluyendo informe de resultados, certificado de calidad o documento equivalente. Si la Comisión requiere pruebas adicionales, se recomendaría que la prueba se limite a la determinación de la presión de vapor y el contenido de azufre de la gasolina y el contenido de azufre del combustible diésel, ya que cualquier alteración de las propiedades del petróleo podría ser determinada a través de la presión de vapor y el análisis de azufre.</p>	<p>No procede. Las pruebas establecidas en el Anexo 4 como pruebas de control son las mínimas necesarias para establecer que el petrolífero de que se trata no ha sido alterado en sus propiedades físico-químicas. Por lo que hace a petrolíferos importados, es obligatorio que vengan acompañados de un informe de resultados con todas las pruebas y que cumplan con los mínimos y máximos permisibles. Por lo que hace a la definición de lote y su aplicación, ver numeral 3.25 de la Norma.</p>
<p>BP Si alguna de las pruebas señaladas en la Tabla A.1 no cumplen las especificaciones, por favor aclarar si esto será una solicitud para realizar las pruebas nuevamente de las propiedades que fallaron.</p>	<p>Se deben realizar todas las pruebas de las tablas 1 a la 13, según el petrolífero de que se trate cuando alguna de las pruebas determinadas como de control no cumplan con las especificaciones de la Norma.</p>

<p>Tesoro</p> <p>Tesoro propone que la prueba de calidad de la gasolina terminada sea realizada en la fase de distribución del producto, ya que los componentes de hidrocarburo (o gasolina no terminada "BOB") y el etanol son mezclados precisamente en la zona de carga de los camiones (auto tanques) antes de ser distribuida a las estaciones de servicio.</p> <p>La Tabla A. 1 en el Anexo 4, indica los diferentes puntos donde se realizarán las pruebas de control de calidad de los combustibles. Nuestra propuesta cambia el punto de control a la gasolina terminada en la fase de distribución.</p> <p>Esto permite que el etanol mezclado con la gasolina no terminada pueda ser usado en el cálculo del promedio anual de azufre.</p>	<p>Se responde en los mismos términos que la respuesta al comentario 11.</p>
--	--

<p>Tesoro</p> <p>Considerar la modificación de la Tabla A1 del Anexo 4 para establecer el control de calidad de la gasolina terminada a nivel de distribución al consumidor final y no a lo largo de la cadena de suministro</p>	<p>No procede</p> <p>La obligación de confirmar la calidad por medio de pruebas de control en toda la cadena de suministro, fue diseñada de forma congruente con lo que establecen los Artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, relativo a la obligación de conservar la calidad de los petrolíferos y medirse a la entrada y la salida; asimismo, este mecanismo garantizará la trazabilidad del producto.</p>
---	--

<p>EXXON</p> <p>El Anexo 4 se refiere a las verificaciones de control de calidad a lo largo de la cadena de suministro y distribución. Como principio, una vez que se certifica el combustible, las únicas pruebas que normalmente se realizan son "pruebas de contaminación". Ya sea que se trate del "Productor" o el "Importador" que sea el que genere el Certificado de Calidad, todas las pruebas subsecuentes se deben limitar a:</p> <p>Tabla A1 para gasolinas: Apariencia y Densidad (no Octano, Azufre, Destilación)</p> <p>Tabla A2 para Diésel: Apariencia, Densidad e Inflamación (no T90, Índice de cetano y Azufre)</p> <p>En el caso de Diésel de 15 ppm de azufre, una verificación en la terminal podría ser de utilidad, pero la disponibilidad de los instrumentos para hacer esto puede ser muy limitada</p> <p>Tabla A6, Verificaciones para gasolinas llenado inicial deben ser las mismas que para las gasolinas regulares y Premium.</p> <p>A continuación, se exponen las razones para sólo se realicen pruebas de contaminación en todos los sitios aguas-abajo del punto de manufactura y certificación del combustible:</p> <p>Las pruebas de contaminación son muy sensibles a los cambios en las calidades que miden, por lo que se ajustan adecuadamente para buscar los cambios en cada transferencia del combustible durante su distribución.</p> <p>Las pruebas de contaminación son fáciles de realizar en las terminales, con equipo sencillo y confiable.</p> <p>Las terminales normalmente no son adecuadas para realizar otras pruebas más complejas, que requieren equipos más sofisticados y especial estas de laboratorio para operar e interpretar adecuadamente.</p> <p>Incluso si el equipo está disponible en una terminal, repetir las pruebas pueden resultar en aparentes "fallas de prueba" que no reflejen más que la precisión del método de prueba. Esto podría llevar a múltiples repeticiones de muestreo y pruebas sin justificación.</p>	<p>No procede</p> <p>Las pruebas propuestas por el promotor, que son esencialmente para detectar contaminación, no son suficientes para detectar si un producto fue alterado o para confirmar si el producto conservó su calidad; dichos requerimientos son obligaciones establecidas en el Artículo 89 de la Ley de Hidrocarburos, y en los Artículos 22, 31 y 36 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.</p> <p>Las especificaciones elegidas como pruebas de control, tales como destilación, RON, MON y AKI, azufre, fueron elegidas con el objeto de confirmar de qué petrolífero se trata, así como del grado.</p>
--	--

<p>Aeropuertos y servicios auxiliares (ASA)</p> <p>Tablas A.3 Pruebas de control aplicables a Turbosina y A.5 Pruebas de control aplicables a Gasavión (Avgas)</p> <p>Debido a que esto no indica explícitamente, Nuestra consulta es:</p> <p>Para el caso del personal que realiza las pruebas de control, en almacenamiento en aeródromos y expendio al público en aeródromos, ¿es necesario que los resultados sean reportados por un laboratorio de pruebas en términos de la LFMN?</p>	<p>De acuerdo a lo mencionado en el numeral 5.2.1 del Anexo 3 relativo al Procedimiento de Evaluación de la Conformidad, todas las actividades relativas al muestreo, medición y realización de informes de resultados, se deberán realizar por personal acreditado y aprobado, en términos de la LFMN.</p>
<p>Texto actual:</p> <p>-----</p>	

Promovente, comentarios y justificación presentados	Respuesta y/o modificación a la NOM
<p>BP Preguntas adicionales</p> <p>Preparando nuestra respuesta a la propuesta de regulación mexicana, BP identificó que algunos puntos debieron haber incluido una perspectiva completa de la industria. Por consecuencia, BP reconoce la necesidad del gobierno mexicano de reconocer una asociación de la industria energética. BP no cree que una organización de ese tipo exista hoy en México.</p> <p>Esta asociación puede hablar sobre puntos generales de la industria y representará empresas involucradas en la producción, refinación y distribución de productos petrolíferos. Asimismo informará la política pública apoyando una industria de petróleo y gas mexicana fuerte y viable que aporte calidad de combustibles, innovación, bajos costos y una mejor calidad del aire. Esta asociación trabajará en cooperación con el gobierno mexicano y las agencias regulatorias en áreas de especificaciones, estándares de industria o normas, investigación económica, toxicología y beneficios ambientales. ¿Considera la Comisión Reguladora de Energía que existe la necesidad de dicha organización de proveedores de combustibles mexicanos?</p>	<p>La propuesta constituye una decisión de los particulares, sobre la cual la Comisión no tiene posición alguna.</p>

ASOCIACIÓN MEXICANA DE LA INDUSTRIA AUTOMOTRIZ TABLA XX. ESPECIFICACIONES GENERALES DE LAS GASOLINAS PARA CUMPLIR NORMATIVIDADES EURO VI, TIER III Y DE EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO Y SU EQUIVALENTE EN RENDIMIENTO DE COMBUSTIBLE(1)				Procede parcialmente	
Propiedad	Unidad	Método de prueba²	Valor límite		<p>Se agregó un Transitorio a la Norma en los términos siguientes:</p>
			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	<p>En cuanto al etanol, no se permite el uso de etanol como oxigenante de las gasolinas en la ZMVM, ZMG y ZMM. Se permite el uso de etanol hasta un contenido máximo de 5.8% volumen en el resto del país.</p>

Trazas de metales (2) (Cu, Fe, Mn, Na, P, Pb, Si, Zn)	mg/kg	Determinación de elementos traza en combustibles de destilación intermedia por espectrometría de emisión atómica de plasma (ASTM D 7111)	1 máx. o no detectable	1 máx. o no detectable
--	-------	--	------------------------	------------------------

TABLA XX. ESPECIFICACIONES ADICIONALES DE GASOLINAS PARA CUMPLIR NORMATIVIDADES EURO VI, TIER III Y DE EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO Y SU EQUIVALENTE EN RENDIMIENTO DE COMBUSTIBLE

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	10.0 máximo	10.0 máximo	10.0 máximo	10.0 máximo
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	
Azufre total	mg/kg	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453, D 2622, D 7039, D 7220)	10 máximo			10 máximo	

Oxígeno ¹	% 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)	2.7 máximo	2.7 máximo	<p>Se permite un contenido máximo de 10 % en volumen de etanol anhidro como oxigenante en gasolinas Regular y Premium, en todo el territorio nacional, en cuyo caso, por las características físico-químicas de este aditivo, debe ser mezclado durante la carga de los autotanques en las instalaciones de almacenistas y distribuidores.</p>

Ciudad de México, a 9 de agosto de 2016.- El Comisionado de la Comisión Reguladora de Energía y Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización, de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, **Jesús Serrano Landeros**.- Rúbrica.