

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

I. Comentarios generales

Comentarios Generales CIDESI

- **Artículo 3. De las definiciones.**

Se sugiere incluir la definición de **Laboratorio Secundario**, ya que una parte considerable del trabajo recae en estos laboratorios.

Laboratorio Secundario: Laboratorio dedicado a realización de servicios de calibración en diferentes magnitudes, el cual trabaja con patrones con trazabilidad a Patrones Nacionales o Patrones extranjeros en caso de ser necesario, la incertidumbre ofrecida generalmente es mayor que la de los patrones nacionales, ofreciendo servicios con Incertidumbre expandida próxima y mayor a la de los patrones nacionales de trabajo, la incertidumbre ofertada por un laboratorio secundario debe ser menor o igual a la especificada por los lineamientos de este documento

- **El artículo 7 numeral III, que a la letra dice:**

III. **Responsabilidades y competencias del personal.** El personal del Operador Petrolero involucrado en la Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones. Las habilidades y aptitudes referidas en el párrafo que antecede se podrán aprobar por medio de la experiencia del personal y para el caso de capacitación y entrenamiento mediante documentos emitidos por organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios o por una institución educativa que cuente con instalaciones y personal en materia de medición de hidrocarburos.

Se sugiere que la capacitación del personal del Operador Petrolero que realiza mediciones esté claramente especificada y que en un anexo que forme parte de los presentes lineamientos se indique la capacitación mínima necesaria, tanto en temas como en horas, en materia de medición de hidrocarburos.

Adicionalmente, el Operador Petrolero deberá contar con un tiempo razonable para satisfacer este requisito en caso de que su personal no cumpla con la capacitación que en su momento se especifique en los lineamientos.

Respuesta CNH:

Se considera **procedente** el comentario relativo a la inclusión de la definición de "Laboratorio Secundario" emitidos por el CIDESI y se integran al anteproyecto, para quedar como sigue:

Laboratorio Secundario: Laboratorio dedicado a realización de servicios de calibración en diferentes magnitudes, el cual trabaja con patrones con trazabilidad a Patrones Nacionales o Patrones extranjeros, en caso de ser necesario, ofreciendo servicios con Incertidumbre expandida próxima y mayor a la de los patrones nacionales de trabajo. La incertidumbre ofertada por un laboratorio secundario debe ser menor o igual a la especificada por los Lineamientos.

Respecto de las **competencias**, proponer un requerimiento un mínimo de competencias establecerá una **carga regulatoria adicional**. Actualmente se solicita que se cuenten con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones, **soportadas por experiencia o documentos** según sea el caso. Estas competencias y su desarrollo son evaluados de manera particular en cada dictamen de Planes.

Comentarios Generales AMEXHI

- Respecto de las auditorías establecidas en el Artículo 57, es posible que sea difícil encontrar auditores en México que tengan experiencia con los diferentes diseños que se podrían dar, especialmente en las plataformas marinas. Por lo tanto, se sugiere lo siguiente:

- 1) Que la Comisión prepare una guía con los requerimientos para las auditorías. Esto ayuda a dar certidumbre regulatoria al regulado, y ayuda a definir el alcance de la auditoría.
- 2) Tener al menos 5 o 10 terceros aprobados por la Comisión. Estos le daría flexibilidad al operador a trabajar con un auditor.
- 3) Los operadores tienen requerimientos estrictos de HSSE, y ayudaría si hay varios auditores, ya que alguno podría estar preautorizado para entrar a nuestras instalaciones (por ejemplo, las plataformas marinas).
- 4) Se considera importante que los auditores tengan experiencia internacional demostrada, ya que ellos tienen que conocer los distintos esquemas de diseño de los operadores.

- Se propone incluir como parte del Anexo 2 de los Lineamientos el estándar *ASTM 4052-18 Método de prueba estándar para la determinación de la densidad, la densidad relativa y la gravedad API de líquidos mediante densímetro digital*.

- Se propone que la calibración de la instrumentación para la Medición Operacional pueda realizarse con equipos patrón propios del Operador cumpliendo con la trazabilidad a patrones nacionales, esto es, que no sea obligatoria la contratación del servicio de un laboratorio acreditado.

Respuesta CNH:

En relación con los comentarios de la AMEXHI, se señala que:

- En materia de auditoría, la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), con el apoyo en la evaluación técnica del Centro Nacional de Metrología (CENAM), ha acreditado a 4 Unidades de Verificación (UV) en Medición de Hidrocarburos especializadas para el desarrollo de Auditorías. Esto garantiza las competencias, credenciales y procesos de Auditorías cuyo alcance es la evaluación de cumplimiento, prevención de riesgos, fortalecimiento de control interno e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición (MM) y su Sistema de Gestión de las Mediciones.

Por lo anterior, esta autoridad estima que:

1. No se requiere de una guía específica de Auditoría, dado que la misma está orientada a la evaluación de la conformidad y normatividad aplicable de los MM y su Sistema de Gestión de las Mediciones.
2. Con las presentes modificaciones se espera que en los próximos meses pueda incrementar el padrón actual de UV.
3. Las Auditorías están encaminadas a los MM y los Auditores habilitados por la CNH deberán cumplir con los estándares y credenciales de seguridad requeridas por cada Operador Petrolero. Por ello, y en su momento, la CNH se encargará de gestionar el permiso de acceso para el Auditor ante los Operadores Petroleros, además de coordinar el personal por parte del Operador Petrolero que los atenderá durante la Auditoría en campo.
4. La Acreditación antes mencionada, garantiza la capacidad de las UV en materia de Auditorías de medición líquidos o gases en las diferentes tecnologías de medición.

- Por lo que hace al comentario relativo a la inclusión del estándar ASTM 4052-18 en el Anexo 2, este se considera **procedente** y se agrega al anteproyecto, para quedar como sigue:

Anexo 2

5. Normas y estándares para la determinación de la calidad

[...]

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>i. [...] ASTM 4052-18 Método de prueba estándar para la determinación de la densidad, la densidad relativa y la gravedad API de líquidos mediante densímetro digital. Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter</p> <ul style="list-style-type: none"> • El requerimiento actual de Calibración establece que dicho proceso deberá ser trazable a patrones de nacionales de medida, cuya potestad recae en Laboratorios Secundarios debidamente acreditados o en su caso el CENAM. • Se considera procedente el comentario y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue: Artículo 7, fracción II, inciso c: iv. El Operador Petrolero podrá realizar la calibración de sus Instrumentos y Patrones de Medida siempre y cuando disponga de un Laboratorio Secundario con trazabilidad a patrones nacionales.
Comentarios Generales AMESPAC
<ul style="list-style-type: none"> • La meta de reducción de emisiones de metano de 80% para el 2025 podría ser inalcanzable. Esta meta es considerablemente más agresiva que la meta en la Estrategia de SENER del 2017 de 40 a 45% de reducción para el año 2030. Aún más preocupante es que emisiones mayores como el venteo y quema de gas ahora son estrictamente restringidas por regulaciones recientes. Es factible que las regulaciones recientes ya hayan contribuido a alcanzar la meta de reducción de 40 a 45%. Al haber restringido el venteo y la quema, es muy probable que la nueva meta de 80% de reducción para las emisiones fugitivas sea muy difícil, si no imposible de alcanzar. Una meta apropiada para cada instalación va a tomar considerable tiempo determinar, y se tienen que tomar en cuenta factores como la tasa de emisión por sitio, por barril de aceite, por metro cúbico de gas, el impacto económico sobre los operadores existentes, los factores de estimación de emisiones que se utilizaron, el estimado de lo que se espera basado en las recientes regulaciones, el estimado futuro basado en los equipos que se utilizarán, el estimado de crecimiento del sector, y mucho otros más. • Agregar artículo referente al revisión y uso de nuevas tecnologías de medición para variables primarias, tal es el caso del medidor de Gravedad Específica dedicado, en vez de cromatógrafo o el medidor multifásico en vez de un separador instrumentado. <p>Respuesta CNH:</p> <p>En relación con los comentarios generales de la AMESPAC, se señala que estos resultan no procedentes, en virtud de que la meta de aprovechamiento de gas natural no forma parte del objeto del presente anteproyecto. Adicionalmente, la Comisión no puede exigir u orientar el uso de una tecnología en específico como las que se señalan.</p>

II. Comentarios específicos

Anteproyecto de Lineamientos de Medición	Comentarios CIDESI	Comentarios IMP	Comentarios SENER	Comentarios AMEXHI	Comentarios ASEA	Comentarios CIATEQ	Comentarios FMP	Comentarios AMESPAC	Comentarios Ombudsman Energía México	Comentarios ANADE	Respuesta CNH
Título I Disposiciones técnicas en materia de Medición de Hidrocarburos											
Capítulo I De las características generales en la Medición de Hidrocarburos											
Artículo 2. Del ámbito de aplicación de los presentes Lineamientos. Los presentes Lineamientos son de carácter obligatorio para todos los Operadores Petroleros en relación con los Mecanismos de Medición utilizados en sus actividades de Exploración y				Artículo 2. Del ámbito de aplicación de los presentes Lineamientos. Los presentes Lineamientos son de carácter obligatorio para todos los Operadores Petroleros en relación con los Mecanismos de Medición	Artículo 2. Del ámbito de aplicación de los presentes Lineamientos. Los presentes Lineamientos son de carácter obligatorio para todos los Operadores Petroleros en relación con los Mecanismos de Medición				<i>infraestructura asociada:</i> <i>¿Cómo o dónde se define la infraestructura asociada? Se sugiere Indicar o agregar en definiciones</i> <i>autoridades que en su caso correspondan:</i> <i>¿Cuáles son las autoridades que</i>	Se sugiere especificar el límite de las atribuciones de la CNH y de la CRE, o en su caso, especificar qué autoridad sería la responsable y qué regulación sería la aplicable en caso que el punto de medición se encuentre fuera del área contractual o área de asignación y	Se considera procedente el comentario vertido por la AMEXHI y se integra al anteproyecto para quedar como sigue: Artículo 2. Del ámbito de aplicación de los presentes Lineamientos. Los presentes Lineamientos son de carácter obligatorio para todos los Operadores Petroleros en relación con los Mecanismos de Medición utilizados en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México, al amparo de un Contrato o de una Asignación, desde el pozo hasta el Punto de Medición, y su infraestructura

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Extracción de Hidrocarburos en México, al amparo de un Contrato o de una Asignación, desde el pozo hasta El Punto de Medición y su infraestructura asociada, sin menoscabo de las atribuciones de las autoridades que en su caso correspondan.</p>				<p>utilizados en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México, al amparo de un Contrato o de una Asignación, desde el pozo hasta El Punto de Medición, y su infraestructura asociada y/o en su caso su integración al sistema de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, sin menoscabo de las atribuciones de las autoridades que en su caso correspondan.</p> <p><i>Se sugiere conservar al texto original, con un orden más consistente, ya que da certidumbre jurídica al respecto al punto de Medición y al sistema de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos. Además de que pudiera darse el caso de que la producción no se conecte al sistema de transporte y almacenamiento de Hidrocarburos.</i></p>	<p>utilizados en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en todo el territorio nacional y en las zonas marinas mexicanas, al amparo de un Contrato o de una Asignación, desde el pozo hasta el Punto de Medición y su infraestructura asociada, sin menoscabo de las atribuciones de las autoridades que en su caso correspondan.</p>				<p><i>en su caso correspondan? Se determinan o determinarán en algún punto?</i></p>	<p>dentro de algún sistema autorizado o potencialmente a ser autorizado por la CRE.</p>	<p>asociada o en su caso, su integración al sistema de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, sin menoscabo de las atribuciones de las autoridades que en su caso correspondan.</p> <p>Se estima no procedente el agregado propuesto por la ASEA, dado que las actividades que se contemplan en el anteproyecto necesariamente se desarrollarán en México.</p> <p>Por lo que hace a los cuestionamientos de Ombudsman Energía México, se señala que la infraestructura asociada está constituida por todos los ductos e instalaciones que derivan hasta el punto de medición y que juegan un rol en el balance de hidrocarburos.</p> <p>En cuanto al comentario de la ANADE, se señala que las autoridades que correspondan son las que actuarán de conformidad con las competencias otorgadas por el marco jurídico correspondiente.</p> <p>Sobre los cuestionamientos de Ombudsman Energía México y de la ANADE, se indica que, en lo concerniente a medición de hidrocarburos, se señala que, en términos del artículo 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos es la autoridad competente para emitir regulación en la materia, dejando a salvo las competencias que en su caso correspondan a otras autoridades.</p>
<p>Artículo 3. De las definiciones. Para efectos de los presentes Lineamientos serán aplicables, en singular y en plural, las definiciones</p>										<p>Artículo 3. De las definiciones. Para efectos de los presentes Lineamientos serán aplicables, en singular y en plural, las</p>	<p>En relación con el comentario vertido por la ANADE, se señala que el mismo resulta no procedente, en razón que, como ha sostenido la Comisión, cada regulación emplea un campo semántico particular en las definiciones, mediante el cual establece en cada caso, y dentro de cada instrumento jurídico, el</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>contenidas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos, 3 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 3 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, así como las siguientes:</p>									<p>definiciones contenidas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos, 3 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 3 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, 3 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como las siguientes:</p>	<p>alcance de cada uno de los conceptos empleados en las definiciones, por lo que no es dable incluir lo solicitado.</p>
<p>I. Aforo de Pozo: Es el conjunto de operaciones, que constituyen un tipo de Medición Operacional, encaminadas a determinar el gasto volumétrico de Petróleo, Condensado, agua y Gas Natural representativos de la productividad de un pozo en particular a determinadas condiciones de flujo. Estos Aforos pueden ser realizados en batería de separación, medición portátil a boca de pozo, o con la tecnología que el Operador Petrolero determine en el plan, Programa o Autorización correspondiente.</p>				<p>I. Aforo de Pozo: Medición Operacional orientada para determinar el gasto volumétrico de Petróleo, Gas Natural, Condensado y/o, agua de un pozo en particular a determinadas condiciones de presión y temperatura. Estos Aforos se pueden realizar en batería de separación, medición portátil a boca de pozo, o con la tecnología que el Operador Petrolero determine en el plan, Programa o Autorización correspondiente</p> <p><i>Se sugiere quitar de la definición e incluir en un artículo.</i></p>	<p><i>En la definición aforo de pozo, es la única sección de los lineamientos donde se maneja el concepto de "Gasto Volumétrico" CIATEQ propone que dicho concepto se homologue en los lineamientos para referirse a la medición dinámica y se maneje únicamente "volumen" cuando se hable de medición estática. Lo anterior para homologar con los términos establecidos en la industria.</i></p>		<p><i>La determinación en el plan, Programa o Autorización correspondiente puede resultar ambigua o impreciso.</i></p>	<p>Se consideran parcialmente procedentes los comentarios vertidos por la ASEA y CIATEQ y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>I. Aforo de Pozo: Es el conjunto de operaciones, que constituyen un tipo de Medición Operacional, encaminadas a determinar el gasto volumétrico los volúmenes de Petróleo, Condensado, agua y Gas Natural representativos de la productividad de un pozo en particular a determinadas condiciones de flujo. Estos Aforos pueden ser realizados en batería de separación, medición portátil a boca de pozo, o con la tecnología que el Operador Petrolero determine en el plan, Programa o Autorización correspondiente.</p> <p>Por lo que respecta al cuestionamiento de Ombudsman Energía México, se señala que la determinación en el Plan, Programa o Autorización correspondiente no resultan ambiguas, sino que estas actividades deben estar contempladas como mediciones operacionales en los respectivos plan, Programa o Autorización.</p>		

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				<p>Art. XX Los Operadores Petroleros podrán realizar aforos de pozo en diferentes puntos, tales como, batería de separación, medición portátil a boca de pozo y podrán utilizar la tecnología que determinen en el plan, programa o autorización correspondiente.</p> <p>(Resaltar Medición Operacional)</p>						
<p>IV. Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para la revisión, validación y evaluación del cumplimiento, encaminada a la prevención de riesgos, e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición.</p>	<p>IV. Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para la revisión, evaluación de la conformidad y encaminada a la prevención de riesgos, e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición.</p>	<p>Con base en las definiciones de la norma NMX-19011, "Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión", se sugiere eliminar los términos revisión y validación.</p> <p>Propuesta: Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para determinar el grado de cumplimiento de los criterios de evaluación, encaminada a la prevención de riesgos...</p>		<p>IV. Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para la revisión, validación y evaluación del cumplimiento, encaminada a la prevención de riesgos, e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición obtener evidencias objetivas y evaluarlas de forma objetiva con el fin de determinar el grado en que se cumplen los criterios de auditoría en relación a la adecuación y</p>	<p>Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia objetiva y evaluarla objetivamente para determinar en qué medida se cumplen los criterios de auditoría.</p> <p>Se recomienda que la definición de Auditoría se apegue a la sección 3.1 de la ISO 19011:2018 Directrices para auditar Sistemas de Gestión incluida en el Anexo II. Referencias normativas.</p>			<p>Se reduce la actividad de monitoreo a revisión. ¿Por qué? ¿Cuál es el efecto?</p> <p>La auditoría se reduce a un proceso encaminado a la prevención de riesgos y se elimina el control interno ¿Cuál es el efecto?</p>	<p>Se consideran parcialmente procedentes los comentarios emitidos por CIDESI, IMP AMEXHI CIATEQ y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>IV. Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para la revisión, validación y evaluación del cumplimiento de los criterios de auditoría, encaminado a la prevención de riesgos, determinar el grado en que se cumplen los criterios de auditoría e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición.</p> <p>Por lo que hace al comentario vertido por Ombudsman Energía México, se indica que el monitoreo consiste en una revisión constante, mientras que la auditoría es una revisión integral compuesta por controles y revisiones tanto internos como externos. En este sentido, la modificación obedece a una precisión de las actividades a desarrollar.</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				<p>eficacia del sistema de gestión de las mediciones.</p> <p><i>Se recomienda alinear a la norma ISO 19011. Directrices para las auditorías de sistemas de gestión, así como la norma ISO10012.</i></p>						
<p>VI. Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y Calidad, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado.</p>	<p>VI. Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y Calidad de hidrocarburos, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado.</p> <p><i>Los balances deben incluir la estimación de incertidumbre</i></p>			<p>VI. Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y Calidad, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado a condiciones de presión y temperatura de referencia (condiciones estándar).</p> <p><i>Es importante que se tengan condiciones de referencia establecidas por la Secretaría de Economía a través del Centro Nacional de Metrología y Normalización para evitar controversias en Puntos de Medición compartidos al presentarse criterios diferentes sobre las mismas variables de Presión y</i></p>	<p>VI. Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de comparar, en modo de masa o volumen y Calidad, las entradas, salidas y acumulaciones de Hidrocarburos, agua u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado.</p>			<p><i>Se asume que se eliminan las condiciones de referencia para que "Calidad" lo absorba ¿No tiene consecuencias en otras actividades u otras autoridades? ¿Hacienda?</i></p>	<p>Se considera no procedente el comentario formulado por CIDESI en razón de que, tal y como se desprende de las definiciones de los propios Lineamientos, en particular, la contenida en la fracción VIII bis del artículo 3 de los mismos, Calidad es un término asociado a hidrocarburos.</p> <p>Por otra parte, efectivamente todos los volúmenes van acompañados de un nivel de incertidumbre, el cual está determinado por el sistema de medición, es decir, esta incertidumbre está considerada en los presupuestos de cada sistema.</p> <p>En relación con el comentario vertido por la AMEXHI, este se considera no procedente, en razón de que ya se encuentra establecido en el artículo 11 de los propios Lineamientos, que toda la información deber ser entregada a condiciones de referencia.</p> <p>Por lo que hace al comentario referido por la ASEA, este se considera procedente y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>VI. Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar comparar, en modo de masa o volumen y Calidad, las entradas, salidas y acumulaciones de Hidrocarburos, agua u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado.</p> <p>En relación con el comentario realizado por Ombudsman Energía México, se señala que dicha suposición es errónea, ya que tal interpretación no se desprende de la lectura de la definición propuesta.</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				Temperatura, ya que estas impactan en el volumen de fluidos.								
<p>XV. Densidad API: Parámetro asociado a la densidad de un hidrocarburo líquido a una temperatura T dada, calculado a partir de la densidad relativa γ del hidrocarburo a la misma temperatura T, referida a la densidad del agua pura a la temperatura de referencia de 15.56 °C (establecido este valor como 999.016 kg/m³ por el API).</p>	<p>XV. Densidad API: Parámetro asociado a la densidad de un hidrocarburo líquido a una temperatura T dada, calculado a partir de la densidad relativa γ del hidrocarburo a la misma temperatura T, referida a la densidad del agua pura a la temperatura de referencia de 15.56 °C (establecido este valor como 999.0,16 kg/m³ por el API).</p> <p><i>Se pueden manejar otras escalas (de hecho se utilizan) en densidad, Densidad Relativa, gravedad específica y unidades del Sistema Internacional, cada una a diferentes Temperaturas de referencia, 15.56°C, 60°F y 20°C</i></p>											<p>En cuanto al comentario de CIDESI, se señala que, dado que ya se especifica la Temperatura de referencia y la definición de °API, resulta adecuado emplear densidad relativa.</p>
<p>XVI. Diagnóstico. Actividad de evaluación realizada a los Sistemas de Medición y su sistema de gestión ejecutada por personal del Operador Petrolero o contratado por</p>		<p><i>Se sugiere que el diagnóstico se aplique a todos los elementos que conforman el mecanismo de medición.</i></p> <p><i>Propuesta: Diagnóstico: Actividad de evaluación de</i></p>			<p>XVI. Diagnóstico. Actividad de evaluación realizada a los Sistemas de Medición y sus sistemas de gestión, ejecutada por</p>							<p>Se consideran procedentes los comentarios vertidos por el IMP y la ASEA y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>XVI. Diagnóstico. Actividad de evaluación realizada a los Sistemas Mecanismos de Medición y sus sistemas de gestión, ejecutada por personal del Operador Petrolero o</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la norma NMX-CC-19011-IMNC-2012.</p>		<p>realizada a los mecanismos de medición y al sistema de gestión, ejecutada por personal...</p>			<p>personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la norma NMX-CC-19011-IMNC-2012.</p>					<p>contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la norma NMX-CC-19011-IMNC-2012.</p>
<p>XVII Bis. Equivalente Energético: Cantidad de energía aportada por cierta producción de Gas Natural, dependiente del volumen y de la composición del hidrocarburo, y obtenida a través de multiplicar el Poder Calorífico por el volumen de dicho gas, ya sea por mezcla o componente, resultando en una unidad calórica expresada en millones de BTU (MMBTU), de conformidad con los estándares API MPMS 14.5 y GPA 2145.</p>		<p>De acuerdo a la Ley Federal de Metrología y Normalización, en su artículo 5º "En los Estados Unidos Mexicanos el Sistema General de Unidades de Medida es el único legal y de uso obligatorio". Con base en lo anterior, se sugiere utilizar el prefijo (M) para millones de la unidad de medida. La unidad de medida BTU no pertenece al Sistema General de Unidades de Medida (SGUM), sin embargo podría utilizarse en apego al artículo 6º de la ley antes referida.</p>			<p>XVII Bis. Equivalente Energético: Cantidad de energía aportada por cierta producción de Gas Natural, dependiente del volumen y de la composición del Hidrocarburo, expresada en millones de BTU (MMBTU), de conformidad con los estándares API MPMS 14.5 y GPA 2145. Se sugiere eliminar de la definición e incluir en un anexo o establecer en algún artículo si se considera necesario.</p>					<p>Por lo que hace al comentario del IMP se señala que, como bien indica, al amparo de los artículos 1 y 6 de la Ley Federal de Metrología y Normalización, así como 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos; 3, fracción II de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y lo establecido en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos es que se emplea tal unidad de medida. En particular, se toma en consideración lo dispuesto por el ACUERDO CNH.03.003/19 POR EL QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INTERPRETA PARA EFECTOS ADMINISTRATIVOS EL ARTÍCULO 10, FRACCIÓN V, DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS en tanto parte integrante de los mismos. En relación con el comentario vertido por la ASEA, este se considera parcialmente procedente y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue: XVII Bis. Equivalente Energético: Cantidad de energía aportada por cierta producción de Gas Natural, dependiente del volumen y de la composición del Hidrocarburo, expresada en millones de BTU (MMBTU), de conformidad con los estándares API MPMS 14.5 y GPA 2145. En lo que respecta a su inclusión en el apartado de definiciones obedece a la necesidad de su uso en los Lineamientos.</p>
<p>XXI Bis. Incertidumbre</p>	<p>XXI Bis. Incertidumbre</p>									<p>En relación con el comentario realizado por CIDESI, este se estima no</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>expandida de medida: También conocida como incertidumbre total, es la cantidad que define un intervalo, alrededor de una medición, del que se puede esperar que abarque una fracción grande de la distribución de valores que pudiera atribuirse razonablemente al mensurado.</p>	<p>expandida de medida: También conocida como incertidumbre total, es la cantidad que define un intervalo, alrededor de una medición, del que se puede esperar que abarque una fracción grande de la distribución de valores que pudiera atribuirse razonablemente al mensurado.</p> <p><i>Especificar el factor de cobertura (k=2) para la incertidumbre estimada</i></p>								<p><i>Algunos elementos son vagos o imprecisos:</i></p> <p><i>¿Qué es un proceso del que se "puede esperar abarque"?</i></p> <p><i>¿Cómo se atribuyen los valores razonables?</i></p>		<p>procedente, ya que cuando los Operadores remiten a la Comisión el documento del valor de incertidumbre asociado, en el mismo se deben especificar parámetros o valores tales como cobertura y confiabilidad.</p> <p>En cuanto a los cuestionamientos realizados por Ombudsman Energía México, se da respuesta de la siguiente manera:</p> <p>1. <i>¿Qué es un proceso del que se "puede esperar abarque"?</i></p> <p>Es un proceso estadístico de distribución de valores, en este caso de mediciones.</p> <p>2. <i>¿Cómo se atribuyen los valores razonables?</i></p> <p>A través de la definición del factor de cobertura, establecido en la <i>Guía para la determinación de la incertidumbre</i> prevista en el Anexo II.</p>
<p>XXII. Instrumento de Medida: Dispositivo utilizado para realizar mediciones continuas o en línea, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.</p>				<p>XXII. Instrumento de Medida: Dispositivo utilizado para realizar mediciones continuas o en línea, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.</p> <p><i>Se recomienda alinear al Vocabulario Internacional de Metrología (VIM).</i></p>							<p>Se considera pertinente el comentario vertido por la AMEXHI y se modifica el anteproyecto para conservar la redacción de la regulación vigente, la cual es como que sigue:</p> <p>XXII. Instrumento de Medida: Dispositivo utilizado para realizar mediciones, continuas o en línea solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.</p>
<p>XXVI. Mecanismos de Medición: Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la</p>	<p>XXVI. Sistemas de Medición: Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos</p>			<p>XXVI. Mecanismos de Medición: Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares,</p>	<p>XXVI. Mecanismos de Medición: Conjunto de estándares, competencias técnicas, procedimientos</p>				<p>XXVI. Mecanismos de Medición: Conjunto integrado de competencias técnicas,</p>		<p>En relación con el comentario de CIDESI, se considera que el mismo resulta no procedente, ya que no se trata de sistemas, dado que los Mecanismos de Medición involucran más elementos que solo dispositivos o herramientas.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Medición del volumen y Calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.</p>	<p>y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y <i>masa</i> y Calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.</p>			<p>procedimientos y Sistemas de Medición, para la determinación Medición del volumen y Calidad de los Hidrocarburos, tanto para en la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia, según aplique.</p> <p><i>La palabra determinación es más adecuada porque es más amplia y abarca el uso de métodos indirectos para calcular el volumen.</i></p>	<p>y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y Calidad de los Hidrocarburos,</p> <p><i>Se sugiere eliminar, ya que en las subsecuentes definiciones se menciona que es para la medición de volumen y determinar la calidad del hidrocarburo</i></p>					<p>estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y Calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.</p> <p><i>Esta definición también se replica en los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos ("Lineamientos de Planes"). Se sugiere eliminar esta definición y señalar en el primer párrafo de este artículo 3 la aplicabilidad de las definiciones en materia de medición de estos lineamientos. Otra opción podría ser modificar los Lineamientos de Planes a efecto de homologar definiciones.</i></p>	<p>Asimismo, se señala que no se realizan reportes, comercializaciones o mediciones finales en masa.</p> <p>Por lo que hace al comentario de la AMEXHI, este resulta no procedente, pues se considera que "medición" es correcto, dado que determinación puede ser un proceso indirecto o determinista desasociado de los sistemas de medición. Las mediciones indirectas están contempladas como parte de los procedimientos constituyentes de los Mecanismos de Medición, como los balances.</p> <p>Por lo que hace al comentario de la ASEA, se estima pertinente mantener los otros tipos de mediciones dado que forman parte del Mecanismos de Medición.</p> <p>En relación con el comentario vertido por la ANADE, se señala que el mismo resulta no procedente, en razón de que, como ha sostenido la Comisión, cada regulación emplea un campo semántico particular en las definiciones, mediante el cual establece en cada caso, y dentro de cada instrumento jurídico, el alcance de cada uno de los conceptos empleados en las definiciones.</p>
<p>XXVII. Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.</p>	<p>XXVII. Medición de Hidrocarburos Cuantificación de <i>masa</i> y/o volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.</p>	<p><i>Se sugiere ser consistentes con la redacción en la definición XXV en lo que refiere a la expresión:</i> <i>"Cuantificación del volumen y determinación de la Calidad"</i></p>		<p>XXVII. Medición de Hidrocarburos: Cuantificación Determinación del volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.</p> <p><i>La palabra determinación es más adecuada porque es más</i></p>							<p>En relación con el comentario de CIDESI, se considera que el mismo resulta no procedente, ya que se considera que no se trata de sistemas, dado que los Mecanismos de Medición involucran más elementos que solo dispositivos o herramientas.</p> <p>Asimismo, se señala que actualmente no se realizan reportes, comercializaciones o mediciones finales en masa, por lo que no resulta procedente en la práctica la utilización de tal magnitud.</p> <p>Por lo que hace al comentario del IMP, no se advierte que realice o proponga</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				amplia y abarca el uso de métodos indirectos para calcular el volumen.							una modificación al texto del anteproyecto. Por lo que hace al comentario de la AMEXHI , este resulta no procedente , pues se considera que “medición” es correcto, dado que “determinación” puede ser un proceso indirecto o determinista desasociado de los sistemas de medición. Las mediciones indirectas están contempladas como parte de los procedimientos constituyentes de los Mecanismos de Medición, como los Balances.
<p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la medición de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la determinación de los precios de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.</p>	<p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la medición de <u>volumen y/o masa</u> y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la determinación de los precios de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.</p>			<p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la medición determinación de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la determinación de los precios de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.</p> <p><i>La palabra determinación es más adecuada porque es más amplia y abarca el uso de métodos indirectos para calcular el volumen.</i></p>	<p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la determinación de la Medición de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se determinarán los precios de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.</p> <p><i>Se sugiere quitar de la definición y en caso de requerir se sugiere incorporar en un artículo nuevo para conservar la acción regulatoria</i></p>	<p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la medición de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la transacción monetaria basada en el volumen, tipo de hidrocarburo y condiciones de mercado.</p> <p><i>A fin de evitar diferentes interpretaciones de la definición de Medición Fiscal de Hidrocarburos respecto a los aspectos que son considerados para establecer el precio de los hidrocarburos. CIATEQ sugiere modificar la redacción de acuerdo con la</i></p>	<p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la medición de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la determinación de los precios de venta cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.</p> <p><i>Se considera que es importante aclarar que se trata de la determinación de los precios de venta. Lo anterior, para evitar confusiones con la determinación de precios contractuales, la cual es facultad del Fondo.</i></p>	¿Cómo se relacionan estos elementos con Hacienda?	<p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la medición de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, sobre la cual será determinado el precio de cada tipo de Hidrocarburo, de conformidad con la LISH, su Reglamento, y las disposiciones aplicables en los Contratos o Asignaciones.</p> <p><i>A efecto de dar certidumbre respecto del propósito de la medición fiscal de hidrocarburos y delimitar el ámbito de aplicación tanto de los Lineamientos de Medición como de la Ley de Ingresos</i></p>	<p>En relación con el comentario de CIDESI, se señala que este resulta no procedente, puesto que actualmente no se realizan reportes, comercializaciones o mediciones finales en masa, por lo que no resulta procedente en la práctica la utilización de tal magnitud.</p> <p>Por lo que hace al comentario de la AMEXHI, este resulta no procedente, pues se considera que “medición” es correcto, dado que “determinación” puede ser un proceso indirecto o determinista desasociado de los sistemas de Medición.</p> <p>Respecto del comentario vertido por la ASEA, este se considera no procedente, dado que la definición resulta necesaria para su uso general en los Lineamientos.</p> <p>Por su parte, el comentario realizado por CIATEQ se considera no procedente, dado que en este punto se determina el precio/valor de los hidrocarburos, pero ello no conlleva una transacción monetaria directa u obligatoria.</p> <p>Por lo que hace al comentario del FMP, este se estima pertinente. Se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la medición cuantificación de volumen y Calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición, de conformidad con los presentes Lineamientos, a través de la cual se llevará a cabo la determinación de los precios de venta de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

						indicada a continuación:				sobre Hidrocarburos ("LISH") y los Contratos o Asignaciones, se sugiere precisar que la medición fiscal será la base para la determinación de los precios contractuales de hidrocarburos, los cuales, deberán ser determinados conforme a la LISH, su Reglamento y los Contratos o Asignaciones.	En cuanto al cuestionamiento de Ombudsman Energía México , se señala que la Secretaría de Hacienda hace una revisión de la determinación de precios en el punto de medición. Por lo que hace al comentario vertido por la ANADE , se señala que resulta no procedente , ya que se trata de cuestiones distintas, pues el ámbito de la Medición Fiscal de Hidrocarburos es diferente del régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
XXIX. Medición Operacional: Cuantificación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia.	XXIX. Medición Operacional: Cuantificación del volumen o <i>masa</i> y Calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia.			XXIX. Medición Operacional: Cuantificación Determinación del volumen e masa y Calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia. <i>La palabra determinación es más adecuada porque es más amplia y abarca el uso de métodos indirectos para calcular el volumen.</i>	¿Cuantificación o medición de un volumen? <i>No se encuentra homologado el criterio, en la definición de Medición de Hidrocarburos, se excluye la cuantificación en función de la masa Y determinar la Calidad de los ... La calidad se determina con base a otros parámetros</i>					En relación con el comentario vertido por CIDESI se señala que no se advierte la modificación propuesta, dado que el texto del anteproyecto ya contempla la redacción "o masa". En cuanto al comentario realizado por la AMEXHI , se considera pertinente . Elo es así, dada la naturaleza y objetivos de las mediciones de tipo operacional y de referencia, encaminadas al control de procesos y de diseño de instalaciones. Por lo anterior, se modifica el anteproyecto para quedar como sigue: XXIX. Medición Operacional: Cuantificación o determinación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia. Por lo que hace al comentario vertido por la ASEA , se considera pertinente y se modifica la definición contenida en la fracción XXVIII del presente artículo con el fin de atender sus observaciones y homologar la redacción.	
XXX. Medición de Referencia: Cuantificación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos				XXX. Medición de Referencia: Cuantificación Determinación del volumen e masa y Calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos	<i>No se encuentra homologado el criterio, en la definición de Medición de Hidrocarburos, se excluye la cuantificación en</i>				¿El concepto de Calidad es lo suficientemente claro para evitar confusión de la determinación de la calidad? Considerando que arriba se	En relación con el comentario vertido por la AMEXHI , se considera parcialmente pertinente . Elo es así, dada la naturaleza y objetivos de las mediciones de tipo operacional y de referencia, encaminadas al control de procesos y de diseño de instalaciones.	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos.</p>				<p>procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos, en caso de ser aplicable.</p> <p><i>La palabra determinación es más adecuada porque es más amplia y abarca el uso de métodos indirectos para calcular el volumen.</i></p>	<p><i>función de la masa</i></p>				<p><i>determinan precios</i></p>		<p>Por lo anterior, se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>XXX. Medición de Referencia: Determinación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos.</p> <p>Por lo que hace al comentario vertido por la ASEA, se considera pertinente y se modifica la definición contenida en la fracción XXVIII del presente artículo con el fin de atender sus observaciones y homologar la redacción.</p> <p>Por lo que hace al cuestionamiento de Ombudsman Energía México, se señala que, por la misma circunstancia que menciona, existe una definición de Calidad en el presente artículo.</p>
<p>XXXI. Medición de Transferencia: Cuantificación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso.</p>				<p>XXI. Medición de Transferencia: Cuantificación Determinación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso.</p> <p><i>La palabra determinación es</i></p>	<p><i>No se encuentra homologado el criterio, en la definición de Medición de Hidrocarburos, se excluye la cuantificación en función de la masa</i></p>						<p>Por lo que hace al comentario de la AMEXHI, este se considera parcialmente procedente, en razón de que el término “cuantificación” resulta más adecuado y permite homologar mediciones como la fiscal. Sin embargo, se admite el comentario relativo a la masa y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>XXXI. Medición de Transferencia: Cuantificación del volumen o masa y Calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso.</p> <p>Por lo que hace al comentario vertido por la ASEA, se considera pertinente y se modifica la definición contenida en la fracción XXVIII del presente artículo con el fin de atender sus observaciones y homologar la redacción.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				<i>más adecuada porque es más amplia y abarca el uso de métodos indirectos para calcular el volumen.</i>							
<p>XXXVI. Se deroga Producción: Hidrocarburos netos extraídos o producidos por un Operador Petrolero en virtud de una Asignación o un Contrato, medidos en el Punto de Medición, en el Periodo que corresponda, de conformidad con los presentes Lineamientos.</p>							<p>XXXV. Producción: Hidrocarburos netos extraídos o producidos por un Operador Petrolero en virtud de una Asignación o un Contrato, medidos en el Punto de Medición, en el Periodo que corresponda, de conformidad con los presentes Lineamientos.</p> <p><i>Se sugiere mantener esta definición, toda vez que la contenida en el artículo 3 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se refiere a la producción "Contractual" es decir a la que se obtiene al amparo de un contrato de exploración y extracción de hidrocarburos. En cambio, la definición contenida en estos lineamientos abarca tanto contratos como asignaciones.</i></p>				<p>Respecto del comentario vertido por el FMP, este se considera pertinente, y se modifica el anteproyecto para conservar la redacción de la regulación vigente, la cual es como que sigue:</p> <p>XXXVI. Producción: Hidrocarburos netos extraídos o producidos por un Operador Petrolero en virtud de una Asignación o un Contrato, medidos en el Punto de Medición, en el Periodo que corresponda, de conformidad con los presentes Lineamientos</p>
<p>XXXVII. Poder Calorífico: Es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen de gas natural con</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

aire, a condiciones estándar.											
XXXVII Bis. Poder Calorífico Superior: Es la cantidad de energía transferida como calor por unidad molar, másica o volumétrica unitaria de la combustión ideal completa del gas natural con oxígeno a condiciones estándar en la que toda el agua formada por la reacción se condensa en líquido.		<p>Se sugiere eliminar la palabra "unitaria"</p> <p>Se sugiere cambiar la expresión "de la combustión ideal"</p> <p>Por "por la combustión ideal"</p>								<p>Se consideran precedentes los comentarios presentados por el IMP y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>XXXVII Bis. Poder Calorífico Superior: Es la cantidad de energía transferida como calor por unidad molar, másica o volumétrica unitaria-de por la combustión ideal completa del gas natural con oxígeno a condiciones estándar en la que toda el agua formada por la reacción se condensa en líquido.</p>	
XXXVIII. Punto de Medición: Punto aprobado, o en su caso determinado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico elaborado por sus unidades administrativas, en donde se llevará a cabo la determinación del volumen, Calidad y precio de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación.	XXXVIII. Punto de Medición: Punto aprobado, o en su caso determinado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico elaborado por sus unidades administrativas, en donde se llevará a cabo la determinación del volumen y/o masa , Calidad y precio de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación.	<p>Se sugiere mencionar que dicho Punto de Medición deberá encontrarse dentro de la correspondiente Asignación o Área Contractual. Esto en el entendido que los Asignatarios y Contratistas solo pueden realizar actividades de Exploración y Extracción dentro de su respectiva Área</p> <p>Lo anterior derivado del Término y Condición Primero, así como del Anexo 1 de los Títulos de Asignación, en donde se establece el área en la que el Asignatario podrá realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, las</p>	<p>... medición del volumen, cuantificación/determinación de la calidad y precio de los Hidrocarburos ...</p>				XXXVIII. Punto de Medición: Punto aprobado, o en su caso determinado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico elaborado por sus unidades administrativas, en donde se llevará a cabo la determinación del volumen, Calidad, precio de venta y la entrega de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación.			<p>En relación con el comentario de CIDESI, se señala que este resulta no procedente, puesto que actualmente no se realizan reportes, comercializaciones o mediciones finales en masa, por lo que no resulta procedente en la práctica la utilización de tal magnitud.</p> <p>Respecto del comentario emitido por la SENER, se señala que, tal y como lo dispone el artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, dos o más Operadores Petroleros podrán utilizar el mismo Punto de Medición en los términos que se establezcan en los respectivos Dictámenes Técnicos y dicha instalación podrá ser propiedad de algún Operador Petrolero o de un tercero.</p> <p>En relación con el comentario del FMP, se señala que en el Punto de Medición no necesariamente se da una entrega física, por lo que no resulta procedente adicionar el anteproyecto.</p> <p>Finalmente, se considera procedente el comentario vertido por la ASEA y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

			actividades del contratista están restringidas al área contractual conforme lo señala el propio Contrato y su Anexo 1.				entrega de los hidrocarburos al Estado y al contratista.				XXXVIII. Punto de Medición: Punto aprobado, o en su caso determinado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico elaborado por sus unidades administrativas , en donde se llevará a cabo la medición del volumen y la determinación del volumen de la Calidad y precio de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación.
XLI. Responsable Oficial: Persona o personas designadas por el Operador Petrolero como su representante o sus representantes, y quienes serán responsables de la Medición de los Hidrocarburos, así como de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos.						Sangría: Izquierda: 0.44 cm, Sangría francesa 0.75 cm					Se toman en consideración los comentarios de forma de la ASEA .
XLIII. Supervisión: Verificación del cumplimiento de los presentes Lineamientos mediante la atención de avisos, requerimientos de reportes, Diagnósticos e informes o la realización de audiencias, comparecencias, visitas, inspecciones, verificaciones o Auditorías que resulten aplicables.											
[...] En el cumplimiento de los presentes Lineamientos, se tomarán en cuenta , además, las definiciones y términos asociados				En el cumplimiento de los presentes Lineamientos, se tomarán en cuenta, además, las definiciones y términos asociados	En el cumplimiento de los presentes Lineamientos, se tomarán en cuenta , además, las definiciones y términos asociados				¿Cuál es el procedimiento para tomar en cuenta? ¿Si las normas se contradicen cuál impera?		En relación con el comentario de la AMEXHI , se señala que el Anexo 2 contiene el listado de la normatividad mínima aplicable, lo que brinda certeza respecto de las normas o estándares aplicables. Se considera parcialmente procedente el comentario de la ASEA y se modifica

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>previstos en la norma NMX-Z055-IMNC-2009, en su última actualización, conforme resulten aplicables, así como cualquier otra norma oficial mexicana, norma mexicana o estándar internacional que, en términos de la normativa vigente, resulte aplicable.</p>				<p>previstos en la norma NMX-Z055-IMNC-2009, en su última actualización, conforme resulten aplicables, así como cualquier otra norma oficial mexicana; norma mexicana o estándar internacional que, en términos de la normativa vigente, resulte aplicable.</p> <p><i>Al final del artículo 3 se indica considerar cualquier norma o estándar internacional aplicable a los lineamientos de medición sin especificar cuáles son.</i></p> <p><i>Se considera que los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos deben de dar certeza respecto de las normas o estándares aplicables.</i></p> <p><i>Por lo que cualquier norma oficial mexicana, norma mexicana o estándar internacional aplicable debería ser explícitamente referenciado en este artículo o en los anexos correspondientes.</i></p> <p><i>No especificar la norma o estándar aplicable puede dar lugar a</i></p>	<p>previstos en la norma NMX-Z055-IMNC-2009 o la que modifique o sustituya, en su última actualización, conforme resulten aplicables, así como cualquier otra norma oficial mexicana, norma mexicana o estándar internacional que, en términos de la normativa vigente, resulte aplicable.</p>						<p>el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>“...previstos en la norma NMX-Z055-IMNC-2009, en su última actualización o la que la sustituya, conforme resulten aplicables.”.</p> <p>Por cuanto hace a los cuestionamientos de Ombudsman Energía México, se señala que el procedimiento para tomar en cuenta tales estándares se lleva a cabo en la elaboración del Dictamen Técnico correspondiente.</p> <p>Adicionalmente, cabe señalar existe un orden de prelación para la instrumentación de los Mecanismos de Medición, tal y como se establece en el artículo 41 de los Lineamientos,</p>
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				<i>incertidumbre jurídica tanto para los operadores como para las autoridades.</i>							
Artículo 4. De la entrega de información. El Operador Petrolero deberá entregar los informes, reportes, datos y cualquier otra información referida en los presentes Lineamientos, de manera física o a través de medios electrónicos. Lo anterior, en los sistemas informáticos para el registro de producción y balances o formatos y portales de carga de información, incluyendo los contenidos en el Anexo 1 de los presentes Lineamientos.											
Título II Disposiciones técnicas en materia de Medición de Hidrocarburos]											
Capítulo I De las características generales en la Medición de Hidrocarburos											
Artículo 6. De la Política de Medición. El Operador Petrolero deberá observar las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria de materia de Medición de Hidrocarburos. Para tal efecto, será					<i>Se sugiere revisar la redacción..... la propuesta está en función que los operadores deberán dar observancia a los estándares del anexo 2 y adicionalmente a los que declaren en sus planes o programas.</i>			<i>¿Cómo se observan las mejores prácticas? ¿Se evalúan? ¿Si es obligatoria, porque el cambio? Además de el volumen y calidad de los hidrocarburos ¿Qué otras propiedades</i>	Artículo 6. De la Política de Medición. El Operador Petrolero deberá observar las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de	Respecto del comentario realizado por la ASEA , se señala que, efectivamente, el operador deberá adoptar la normativa que para su operación, proceso y tecnologías corresponda. Adicionalmente durante la evaluación de cada Plan, se revisa que el Operador Petrolero cuente con una política de medición que observe la normativa que cite, además de la que la CNH considere indispensable.	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>obligatoria la observancia de aquellas normas y estándares contenidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, a los que el Operador Petrolero proponga apegarse en sus planes o programas respectivos.</p>									<p>físico-químicas del yacimiento podrían ayudar a tener mejores resultados en la medición de hidrocarburos para los bloques que fueron licitados en la Rondas y que entrarían a la etapa de Extracción?</p> <p>Actualmente en las áreas que tienen actividades de extracción (principalmente asignaciones) ya cuentan con instalaciones para la extracción, ductos para el transporte, puntos de medición para medir la calidad y volumen de hidrocarburos e instalaciones de almacenamiento, sin embargo, en los bloques que ganaron las empresas privadas a través de las Rondas y que están en etapa de exploración, no han desarrolla dicha infraestructura hasta empezar con la etapa del desarrollo del campo ¿Utilizarán instalaciones y/o puntos de medición de PEMEX? O ¿Pondrán su propia infraestructura para dicha medición? ¿Dependerá de la rentabilidad del proyecto?</p>	<p>Hidrocarburos. Para tal efecto, será obligatoria la observancia de aquellas normas y estándares contenidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, a los que el Operador Petrolero proponga apegarse en su Plan de Desarrollo para la Extracción o sus Programas de Trabajos planes o programas respectivos.</p> <p>La redacción es inconsistente a lo largo del proyecto de Lineamientos (ver art. 10, fracción II, inciso b, subinciso v, 20, 36, etc.). Se sugiere utilizar las definiciones de los Lineamientos de Planes.</p>	<p>En este sentido, se considera procedente y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>Artículo 6. De la Política de Medición. El Operador Petrolero deberá contar con o elaborar una política de Medición que observe las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos. Para tal efecto, será obligatoria la observancia de aquellas normas y estándares contenidos en el Anexo 2 de los Lineamientos, a los que el Operador Petrolero proponga apegarse en sus planes o programas respectivos.</p> <p>En cuanto los cuestionamientos realizados por Ombudsman Energía México, se da respuesta de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> ¿Cómo se observan las mejores prácticas? ¿Se evalúan? <p>Si, las mejores prácticas se observan y se evalúan en cada Plan presentado por los Operadores Petroleros.</p> <ul style="list-style-type: none"> ¿Si es obligatoria, porque el cambio? <p>Sigue siendo obligatorio, de ahí la redacción que indica que “El Operador Petrolero deberá observar las mejores prácticas y estándares internacionales...” (énfasis añadido)</p> <ul style="list-style-type: none"> Además de el volumen y calidad de los hidrocarburos ¿Qué otras propiedades físico-químicas del yacimiento podrían ayudar a tener mejores resultados en la medición de hidrocarburos para los bloques que fueron licitados en la Rondas y que entrarían a la etapa de Extracción? <p>Ninguna.</p> <ul style="list-style-type: none"> Actualmente en las áreas que tienen actividades de extracción (principalmente asignaciones) ya cuentan con instalaciones para la extracción, ductos para el transporte, puntos de medición para medir la calidad y volumen de hidrocarburos e instalaciones de almacenamiento, sin embargo, en los bloques que ganaron las empresas privadas a través de las
--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	--	---

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

										<p>Rondas y que están en etapa de exploración, no han desarrollado dicha infraestructura hasta empezar con la etapa del desarrollo del campo ¿Utilizarán instalaciones y/o puntos de medición de PEMEX? O ¿Pondrán su propia infraestructura para dicha medición? ¿Dependerá de la rentabilidad del proyecto?</p> <p>Las pruebas de producción pueden ser medidas con infraestructura propia o de un tercero (como PEMEX), ya sea fija o portátil, con la previa aprobación de la Comisión.</p> <p>En relación con el comentario vertido por la ANADE, se señala que el mismo resulta no procedente, en razón que, como ha sostenido la Comisión, cada regulación emplea un campo semántico particular en las definiciones, mediante el cual establece en cada caso, y dentro de cada instrumento jurídico, el alcance de cada uno de los conceptos empleados en las definiciones, por lo que no es dable incluir lo solicitado.</p>
<p>La Comisión deberá aprobar esta propuesta con base en el Dictamen Técnico, por lo que, en dicho proceso, podrá hacer observaciones al Operador Petrolero sobre las normas y estándares propuestos.</p>			<p>Enviar al área correspondiente de la SENER aviso y copia del Dictamen Técnico (si dicho Dictamen se encuentra en su página de internet, adjuntar la liga directa)</p> <p>La Sener, al dirigir la política energética nacional y llevar a cabo procesos administrativos, requiere contar con la mayor información necesaria para poder dirigir la estrategia nacional.</p>							<p>En relación con el comentario de la SENER, se señala que no se encuentra previsto en la regulación correspondiente (Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos) el envío de tal documentación a esta dependencia.</p> <p>Asimismo, cabe aclarar que la política de medición a que se hace referencia es una política para contar con una medición segura y confiable a través de la aplicación de la normatividad, no una política de estrategias de extracción o exploración, la cual debe alinearse a la política energética dictada por la Secretaría de Energía, es decir, se trata de niveles distintos.</p>
<p>Sin detrimento de lo anterior, el Operador Petrolero podrá proponer a la Comisión la adopción de prácticas operativas o estándares</p>					<p>Sin detrimento de lo anterior, el Operador Petrolero podrá proponer a la Comisión la adopción de prácticas operativas o</p>	<p>“Sin detrimento de lo anterior, el Operador Petrolero podrá proponer a la Comisión la adopción de prácticas operativas o</p>			<p>La palabra “distinta” puede ser ambigua, si son superiores nunca deben ser menores, pero al ser distintas pueden ser menores, al</p>	<p>En cuanto al comentario vertido por la ASEA, se señala que, en términos del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el dictamen técnico está a cargo de la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, adscrita a la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión,</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>equivalentes, distintas o superiores a las señaladas en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, o bien, que se adecuarían de mejor forma por ser más eficientes o eficaces para la actividad de Medición de Hidrocarburos que llevará a cabo. La Comisión deberá aprobar esta propuesta con base en el Dictamen Técnico.</p>					<p>estándares equivalentes o superiores a las señaladas en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, o bien, que se adecuarían de mejor forma por ser más eficientes o eficaces para la actividad de Medición de Hidrocarburos que llevará a cabo.</p> <p><i>Se sugiere especificar quien realizará el dictamen técnico referido en el párrafo.</i></p>	<p>estándares equivalentes, distintas o que llevará a cabo y en todo momento se debe asegurar que la incertidumbre de la medición se encuentre dentro de los niveles requeridos en los presentes lineamientos.</p> <p>La Comisión deberá aprobar esta propuesta con base en el Dictamen Técnico".</p> <p><i>CIATEQ sugiere modificar la redacción de esta sección con el fin de hacer énfasis en el cumplimiento de los valores de incertidumbre indicados en los presentes lineamientos.</i></p>			<p><i>agregar "o" se permite cualquiera.</i></p>		<p>por lo que es la Comisión quien lo emite, como se especifica en la redacción.</p> <p>Sobre el comentario de CIATEQ, este se considera no procedente, ya que la propuesta es sobre la adopción de prácticas y normatividad y en cada una de ellas se especifican recomendaciones, rangos y características operativas, como en su caso sería el mantenimiento de parámetros como la incertidumbre.</p> <p>Por último, se considera pertinente el comentario realizado por Ombudsman Energía México y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>Sin detrimento de lo anterior, el Operador Petrolero podrá proponer a la Comisión la adopción de prácticas operativas o estándares equivalentes diferentes a las señaladas en el Anexo 2</p>
<p>Asimismo, el Operador Petrolero deberá asegurar la adopción de la Gestión y Gerencia de Medición como metodología para la administración del funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos. Esta metodología tomará en cuenta el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos y será conforme a la viabilidad técnica y económica del plan de desarrollo para</p>	<p>Asimismo, el Operador Petrolero deberá asegurar la adopción de la Gestión y Gerencia de Medición como metodología para la administración del funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos. Esta metodología tomará en cuenta el</p>				<p>Asimismo, el Operador Petrolero deberá asegurar la adopción de la metodología Gestión y Gerencia de Medición, la cual será conforme a la viabilidad técnica y económica del plan de desarrollo para la Extracción que corresponda.</p> <p><i>Se omiten unas líneas derivado a</i></p>						<p>Por lo que ve al comentario realizado por CIDESI, se señala que el mismo no es procedente, ya que la magnitud final de todo el proceso de medición debe ser volumen.</p> <p>En relación con el comentario de la ASEA, se indica que la definición se parafrasea con la finalidad de ser explícitos en su marco de aplicación.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>la Extracción que corresponda.</p>	<p>volumen, <i>la masa y la</i> calidad de los Hidrocarburos producidos y será conforme a la viabilidad técnica y económica del plan de desarrollo para la Extracción que corresponda.</p>				<p>que repite lo establecido en la propia definición</p>						
<p>Artículo 7. [...] I. Normas, Estándares y Procedimientos. El Operador Petrolero deberá cumplir con la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, en términos de lo señalado en el artículo 6 anterior, aplicables al diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición, así como contar con los protocolos, guías, instructivos, criterios, métodos de trabajo o manuales que sean necesarios para la correcta Medición de los Hidrocarburos, en los términos que señalan los presentes Lineamientos</p>					<p>I. Normas, Estándares y Procedimientos . El Operador Petrolero deberá cumplir con la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, en términos de lo señalado en el artículo 6 anterior, aplicables al diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición, así como contar con los protocolos, guías, instructivos, criterios, métodos de trabajo o manuales que sean necesarios para la correcta Medición de los Hidrocarburos, en los términos que señalan los presentes Lineamientos, y</p>						<p>En relación con el comentario de la ASEA, se señala que no resulta procedente ya que restan dos incisos más, de manera que no es el penúltimo.</p>
<p>II. Sistemas de Medición. El</p>			<p>Se deberá especificar si un</p>								<p>Por lo que hace al comentario vertido por la SENER, se indica que en ningún</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Operador Petrolero deberá contar con Sistemas de Medición que le permitan realizar la Medición de Hidrocarburos de Transferencia, Operacional, de Referencia, Fiscal y en el Punto de Medición con Trazabilidad Metrológica a Patrones nacionales o internacionales o, en su defecto, con base en estándares de medición, acordes a lo estipulado en la LFMN. Para tal efecto, dichos Sistemas de Medición deberán considerar, al menos, los siguientes elementos:</p>			<p><i>solo medidor puede cubrir más de un objetivo de medición.</i></p> <p><i>En campo frecuentemente no se cuenta con equipo de medición suficiente.</i></p>								<p>apartado se establece el número de medidores o tipo de tecnología en específico a utilizar.</p>
<p>b. Identificación. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán estar considerados en la Bitácora de Registro debidamente identificados y ubicados, de acuerdo con la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>c. Calibración. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración será en función de las especificaciones del fabricante, el proceso, la normativa y estándares referidos</p>	<p>Calibración. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración será en función de <u>algún método normalizado para determinar la frecuencia de</u></p>										<p>Por lo que hace al comentario emitido por CIDESI, se señala que este no resulta procedente, en razón de que, más adelante en el propio texto se indica “la normativa y estándares referidos en el anexo 2”, lo que hace referencia a métodos normados.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos.</p>	<p><u>calibración</u>, el proceso, la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos.</p>										
<p>i. En ausencia de la documentación o los procedimientos para la verificación de la calibración de los Instrumentos de Medida y Patrones de referencia en relación con su frecuencia, éstos deben ser recalibrados tomando en consideración los datos obtenidos de las calibraciones e historia de confirmaciones metrológicas, así como a partir de conocimientos y tecnologías avanzadas existentes que puedan ser usadas para determinar intervalos entre confirmaciones metrológicas. Los registros obtenidos del uso de técnicas de control estadístico de los procesos para mediciones pueden utilizarse para modificar, en su caso, los intervalos de verificación.</p>								<p><i>i. es importante mencionar una frecuencia de calibración inicial y a partir de ahí si establecer el control estadístico mediante cartas de control</i></p>			<p>En relación con el comentario vertido por la AMESPAC, se señala que la normatividad aplicable extiende recomendaciones de frecuencias de calibración para cada tecnología o sistema en particular, como se establece en el párrafo anterior.</p> <p>Además, se indica que las calibraciones dependen de la tecnología, uso de los equipos, etc. y su frecuencia se establece en el artículo 7, fracción II, inciso c) i y ii de los Lineamientos.</p> <p>No se puede establecer una frecuencia de calibración como tal, si bien las cartas de control demuestran comportamiento del medidor en el tiempo. Y con base en este histórico se puede establecer la frecuencia adecuada.</p> <p>No se omite señalar que, en todo caso, el propio operador es responsable de asegurar que el resultado confiable de la Medición se mantenga.</p>
<p>ii. Si no existe un plan o planes de verificaciones, toda instrumentación y Patrones de referencia deben ser verificados mínimo anualmente, salvo</p>								<p><i>ii. el tiempo de un año para los elementos como coriolis y ultrasonicos es razonable, pero para el caso de turbinas, desplazamientos positivos, vortex es</i></p>			<p>En relación con el comentario vertido por la AMESPAC, se señala que tal apreciación es correcta, sin embargo, lo mencionado ya está previsto en la normativa incluida en el Anexo 2.</p> <p>Lo señalado encuentra sustento en los métodos estadísticos que se tienen para determinar si sus tendencias de</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

justificación documentada.								un periodo muy largo, de igual forma para los transmisores de presión, temperatura, presión diferencial, es alto para hacerlo de manera inicial, pudiendo establecerse entre 3 o 4 meses.			comportamiento son las mismas o están dentro del alcance establecido por el equipo o instrumento. Sobre el particular, lo más importante es que cada operador vaya determinando las frecuencias para sus controles como parte de la implantación de un sistema de gestión.
d. Mantenimiento. Los Instrumentos de Medida deberán ser sujetos de mantenimiento en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente.								d. la frecuencia de mantenimiento no debe ser menor a la de calibración.			<p>Sobre el comentario vertido por la AMESPAC, se señala que el mismo resulta correcto y, además, siempre se sugiere que primero se haga el mantenimiento y luego se realice la calibración, siempre y cuando dichos mantenimientos no alteren las condiciones operacionales o las calibraciones mismas de los sistemas, por lo que el mantenimiento debe quedar a consideración del fabricante o del proceso en cuestión.</p> <p>Se estima que el comentario resulta no procedente en razón de que su inclusión implicaría una carga regulatoria adicional no justificada.</p> <p>Por otra parte, el mantenimiento (y su frecuencia) queda bajo responsabilidad del Operador, quien debe garantizar la funcionalidad de los sistemas, tal como lo indica el artículo 14.</p>
e. Verificación. Se debe verificar que los Sistemas de Medición estén funcionando correctamente, conforme a los planes de verificación correspondientes.								e. no hay una definición del alcance de la verificación. tradicionalmente una verificación se hace con equipo patrón y por personal del operador y la calibración se hace mediante equipo patrón y laboratorios acreditados			<p>En relación con el comentario de AMESPAC se señala que, efectivamente, la definición de verificación no se incluye en estos Lineamientos.</p> <p>Esto es así, ya que la verificación, en un sentido global, no está sujeta al uso de patrones, si no a la conformidad de valores, requisitos o normatividad, por lo que este rubro se apega al concepto general de verificación.</p>
III. Responsabilidades y competencias del personal. El personal del Operador Petrolero involucrado en la								III. Importante definir los conocimientos o capacitación básica requerida por ej: conocimientos en iso 10012 principios básicos de metrología			<p>Por lo que hace al comentario de la AMESPAC, se señala que el requerimiento de un mínimo de competencias establecerá una carga regulatoria adicional a los Operadores. Actualmente se solicita que se cuenten con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones. Las habilidades y aptitudes referidas en el párrafo que antecede se podrán aprobar por medio de la experiencia del personal y para el caso de capacitación y entrenamiento mediante documentos emitidos por organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios o por una institución educativa que cuente con instalaciones y personal en materia de medición de hidrocarburos.</p>								<p><i>entrenamiento en los medidores que utilizan.</i></p>			<p>funciones, soportadas por experiencia o documentos según sea el caso. Estas competencias y su desarrollo son evaluados de manera particular en cada dictamen de Planes.</p> <p>Ahora bien, para mayor claridad, se adiciona un párrafo al final de tal fracción:</p> <p>El desarrollo y definición de perfiles es responsabilidad del Operador Petrolero y deberá ser parte de su sistema de gestión.</p>
<p>Las habilidades y aptitudes referidas en el párrafo que antecede se podrán aprobar por medio de la experiencia del personal y para el caso de capacitación y entrenamiento mediante documentos emitidos por organismos nacionales e internacionales,</p>	<p>Las habilidades y aptitudes referidas en el párrafo que antecede se podrán aprobar por medio de la experiencia del personal y para el caso de capacitación y entrenamiento mediante documentos emitidos por</p>										<p>En relación con el comentario de CIDESI, se señala que las habilidades y aptitudes referidas se evalúan en los correspondientes Planes.</p> <p>Se considera parcialmente procedente el comentario y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>Las habilidades y aptitudes referidas en el párrafo que antecede, se podrán demostrar y documentar con la capacitación o experiencia del personal de acuerdo en el área que desempeña sus labores, demostrando</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>laboratorios primarios o secundarios o por una institución educativa que cuente con instalaciones y personal en materia de Medición de Hidrocarburos.</p>	<p>organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios o por una institución educativa que cuente con instalaciones y personal en materia de Medición de Hidrocarburos.</p> <p><i>El personal debe demostrar y documentar la capacitación, así como la experiencia de acuerdo al área en que desempeña sus labores, necesariamente debe demostrar la capacidad técnica para flujo de líquidos y/o Flujo de Gas, como parte complementaria para las variables de volumen, temperatura, densidad, presión</i></p>										<p>sus competencias técnicas en hidrocarburos líquidos y gaseosos, de conformidad con documentos emitidos por organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios o por una institución educativa que cuente con instalaciones y personal en materia de Medición de Hidrocarburos.</p>
<p>Artículo 8. De los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos. El Operador Petrolero deberá proponer para aprobación de la Comisión los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos, conforme a los plazos establecidos en los Contratos que correspondan.</p>									<p><i>(Redacción original)</i> Artículo 8. De los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos. En caso de resultar aplicable conforme a la modalidad</p>	<p>Se considera parcialmente procedente el comentario vertido por la ANADE y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>Artículo 8. De los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos. En caso de resultar aplicable conforme a la modalidad contractual, o a los términos de la Asignación, el Operador Petrolero deberá proponer para aprobación de la Comisión los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos, conforme a los plazos establecidos en los Contratos.</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

										<p>Dictamen técnico, dicho Operador Petrolero deberá proponer procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos, a más tardar ciento ochenta días hábiles antes de iniciar la Producción comercial regular.</p> <p><i>Se sugiere regresar la redacción original puesto que la propuesta actual no distingue entre los contratos de producción compartida y los de licencia, con lo que se estaría obligando a los contratistas bajo contratos de licencia (en donde la totalidad de producción es del contratista) a presentar para aprobación de la CNH los procedimientos de entrega-recepción de hidrocarburos siendo que no hay producción a ser entregada al Estado o terceros como parte de dichos contratos.</i></p>	
<p>A falta de plazo expresamente previsto en los Contratos que correspondan, el Operador Petrolero deberá presentar los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos a más</p>			<p><i>¿Se refiere a los hidrocarburos producidos durante la etapa de pruebas de producción?</i></p> <p><i>Si la respuesta es afirmativa mencionar que es la producción de prueba.</i></p>		<p>A falta de plazo expresamente previsto en los Contratos que correspondan, el Operador Petrolero deberá presentar los procedimientos de entrega y recepción de</p>					<p>Por lo que hace a los comentarios y cuestionamientos vertidos por la SENER, se indica que se refiere a cualquier causalidad no prevista en contratos, no específicamente a las pruebas de producción, como es el caso de las etapas de Transición.</p> <p>Adicionalmente se señala que no se establece que "solo se puede tener producción de hidrocarburos en la fase</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>tardar ciento ochenta días hábiles antes de iniciar la Producción comercial regular.</p>			<p>Se considera que solo se puede tener producción de hidrocarburos en la fase de desarrollo, a excepción de los generados durante las pruebas de producción. El texto no es claro al respecto al señalar que existe producción previa a iniciar esta etapa.</p>		<p>los Hidrocarburos medidos a más tardar ciento ochenta días hábiles antes de iniciar la producción comercial regular.</p> <p>Cuando no se cuenten con plazos expresamente establecidos en los contratos, el Operador Petrolero</p> <p>En minúscula se deroga la definición de Producción</p>						<p>de desarrollo” por lo que el supuesto carece de fundamento.</p> <p>Por otra parte, no se habla de producción, sino de contar con procedimientos de entrega-recepción 180 días antes de tener producción comercial.</p> <p>Se considera procedente el comentario vertido por la ASEA y en razón de que se agrega la definición de Producción a los Lineamientos, se modifica la redacción del anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>A falta de plazo expresamente previsto en los Contratos que correspondan, el Operador Petrolero deberá presentar los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos a más tardar ciento ochenta días hábiles antes de iniciar la Producción comercial regular.</p>
<p>Dichos procedimientos deberán regular, al menos, la programación, almacenamiento, Medición de Hidrocarburos, así como los mecanismos y/o términos y condiciones para la entrega en los Puntos de Medición.</p>					<p>Se sugiere modificar la redacción, como tal un procedimiento no se emplea para regular</p>			<p>Los capítulos de API MPMS se refieren a hidrocarburos líquidos de una sola fase y en la mayoría de los puntos de medición se tiene presencia de gas en la corriente de líquidos y en el caso de las corrientes de gas se presenta arrastres de condensados.</p>	<p>“y/o” es impreciso si n se determina cuándo será “o” y cuando será “y”, quién lo definirá. En su defecto es un mecanismo discrecional (sic).</p>		<p>Por lo que hace al comentario vertido por la ASEA, se hace mención de que el procedimiento es un acuerdo entre partes, para establecer las actividades de entrega recepción de los hidrocarburos que le pertenecen al Estado, entre un contratista y el comercializador del Estado, de conformidad con lo establecido en los contratos de producción compartida.</p> <p>En relación con los señalamientos de la AMESPAC se indica que, en los Puntos de Medición se debe cumplir con criterios de Calidad como lo es la estabilización del crudo. Si bien es correcto el comentario, respecto de otros tipos de Medición, también existen API que extienden recomendaciones para mediciones de productos que no estén 100% estabilizados. En ambos casos, los procedimientos deben contemplar las condiciones y características de los hidrocarburos a traspasar, con el consentimiento de todas las partes.</p> <p>Se considera pertinente el comentario vertido por Ombudman Energía México y se modifica el anteproyecto, para quedar como sigue:</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

											Dichos procedimientos deberán regular, al menos, la programación, almacenamiento, Medición de Hidrocarburos, así como los mecanismos y o términos y condiciones para la entrega en los Puntos de Medición.
Los procedimientos deberán cumplir con lo previsto en los presentes Lineamientos, las mejores prácticas de la industria , en la normativa aplicable referida en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos y desarrollarán, entre otros, los procedimientos relativos a los temas siguientes:					Los procedimientos deberán cumplir con lo previsto en los presentes Lineamientos, las mejores prácticas de la industria y lo establecido en la normativa aplicable referida en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos . <i>Desarrollarán</i> entre otros, los procedimientos relativos a los temas siguientes:						Se considera procedente el comentario presentado por la ASEA y se modifica la redacción del anteproyecto de la siguiente forma: Los procedimientos deberán cumplir con lo previsto en los presentes Lineamientos, las mejores prácticas de la industria y lo establecido en la normativa aplicable del Anexo 2 de los presentes Lineamientos, desarrollando entre otros, los procedimientos relativos a los temas siguientes:
I. y II.											
III. La programación de entrega y recepción;											
IV. Los procedimientos para determinar los volúmenes y Calidad que correspondan en el Punto de Medición;	IV. Los procedimientos para determinar el <u>volumen y masa</u> y Calidad que correspondan en el Punto de Medición;										En relación con el comentario de CIDESI , se señala que este resulta no procedente , puesto que actualmente solo se comercializa volumen en Punto de Medición
V. Los mecanismos para entrega de los hidrocarburos;					V. Los mecanismos para entrega de los Hidrocarburos <i>Homologar hidrocarburos o Hidrocarburos</i>						Resulta procedente el comentario de la ASEA y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue: V. Los mecanismos para entrega de los Hidrocarburos
VI. Las responsabilidades que se deriven de la					VI. Las responsabilidades que deriven						Resulta procedente el comentario de la ASEA y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>guarda y custodia de los Hidrocarburos desde los pozos y hasta el Punto de Medición, y</p>					<p>de la guarda y custodia de los Hidrocarburos desde los pozos y hasta el Punto de Medición, y</p>						<p>VI. Las responsabilidades que se deriven de la guarda y custodia de los Hidrocarburos desde los pozos y hasta el Punto de Medición, y</p>
<p>VII. Las demás que requiera la Comisión aplicables conforme a la modalidad del Contrato o a los términos y condiciones a los que esté sujeto el Operador Petrolero.</p>											
<p>La Comisión revisará la propuesta de procedimientos del Operador Petrolero y le comunicará cualquier objeción u observación dentro de los treinta días hábiles siguientes a su recepción. El Operador Petrolero deberá considerar las observaciones realizadas por la Comisión y presentar una nueva versión que incorpore dichas observaciones dentro de los treinta días hábiles siguientes a que las haya recibido, para su aprobación.</p>					<p><i>Se sugiere modificar la redacción</i></p> <p><i>Para la aprobación de sus procedimientos, el Operador Petrolero deberá considerar las observaciones realizadas por la Comisión y presentar una nueva versión que incorpore dichas observaciones dentro de los treinta días hábiles siguientes a que las haya recibido.</i></p>				<p><i>¿Qué pasa si se incorporan las observaciones de forma incorrecta?</i></p>		<p>Resulta procedente el comentario de la ASEA y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>Para la aprobación de sus procedimientos, el Operador Petrolero deberá considerar las observaciones realizadas por la Comisión y presentar una nueva versión que incorpore dichas observaciones dentro de los treinta días hábiles siguientes a que las haya recibido.</p> <p>La Comisión revisará la propuesta de procedimientos del Operador Petrolero y le comunicará cualquier objeción u observación dentro de los treinta días hábiles siguientes a su recepción. Para la aprobación de sus procedimientos, el Operador Petrolero deberá considerar las observaciones realizadas por la Comisión y presentar una nueva versión que incorpore dichas observaciones dentro de los treinta días hábiles siguientes a que las haya recibido, para su aprobación.</p> <p>Por lo que hace al cuestionamiento de Ombudsman Energía México, se indica que, de no incorporarse, no se daría la aprobación y, en consecuencia, no se puede iniciar la producción comercial.</p>
<p>La Comisión podrá requerir información o documentación adicional para pronunciarse al respecto, en cuyo caso suspenderá</p>			<p><i>Si el requerimiento se hará en cualquier momento durante el proceso se debe prever que esto podría retrasar el tiempo de operación en los</i></p>						<p><i>En el caso de que se suspenda en el día 28 o 29 hábil se reanudarán los términos ¿dará tiempo para el cumplimiento? No deberá tener un plazo la Comisión</i></p>		<p>En relación con el comentario de la SENER, se señala que, en términos de lo dispuesto por la fracción XI del artículo 22 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión tiene la facultad de solicitar a los sujetos regulados todo tipo de información o documentación y verificar</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>los plazos a que se refiere el párrafo anterior y se reanudarán a partir del día hábil siguiente a aquel en el que el Operador Petrolero haya subsanado el requerimiento antes referido.</p>			<p>contratos y afectará directamente al contratista y por ende al estado.</p> <p>Se sugiere incluir temporalidad que tendrá la Comisión para llevar a cabo la revisión.</p> <p>Al no mencionar cuantas veces se puede solicitar información por parte de la CNH, se podría caer en interrupciones reiteradas por solicitud de información, por lo que se le recomienda a la CNH realizar un análisis detallado con el fin de poder determinar todos los puntos que a su juicio requieran dicha información adicional.</p>						<p>para requerir información? Cómo se liga con la Ley de Federal de Procedimiento Administrativo.</p>		<p>la misma respecto de las actividades reguladas, así como que los plazos ya se encuentran expresados en el presente artículo.</p> <p>En relación con el comentario vertido por Ombudsman Energía México, se señala que precisamente, esa por esa razón se suspenden los plazos, es decir, no se computan esos días. En cuanto al plazo para requerir la información y resolver, se encuentra previsto en el artículo y se liga con la Ley Federal de Procedimiento Administrativo a través de la figura de suspensión de plazos, prevista igualmente en dicha normativa.</p>
<p>Artículo 8 Bis. De las modificaciones de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos. El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos aprobados, siempre que dichas modificaciones sean acordes con los planes o programas aprobados y se sujetará a lo previsto en el artículo 8 de los presentes Lineamientos</p>											
<p>Las modificaciones a que hacen referencia este artículo no se</p>					<p>Se sugiere clarificar a que planes o programas se</p>						<p>En cuanto al comentario de la ASEA, se señala que la referencia se realiza respecto de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

considerará una modificación a los planes o programas aprobados.					refieren en el párrafo.						Hidrocarburos sujetos a regulación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a través de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.
<p>Artículo 9. Del Responsable Oficial. El Responsable Oficial deberá demostrar que cuenta con las facultades para comprometer u obligar al Operador Petrolero, en relación con la Medición de los Hidrocarburos, así como de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos.</p>			<p>¿Cómo deberá demostrar el Responsable Oficial que cuenta con dichas facultades?</p> <p>Se sugiere listar documentación que avale facultades. Así como formatos de estos.</p> <p>Al no existir especificaciones de este punto, se deja a libre interpretación tanto de las Compañías como de CNH, esto podría derivar en una cuestión interpretativa y de criterio de la documentación presentada</p>		<p>En la definición de Responsable Oficial se menciona:</p> <p>Responsable Oficial: Persona designada por el Operador Petrolero como su representante, y quien será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos.</p> <p>Derivado a dicha definición, se sugiere se adapte la redacción ya que a partir de la última coma están transcribiendo la definición como tal.</p>			<p>Del Responsable Oficial. El Responsable Oficial deberá demostrar que cuenta con las facultades para comprometer u obligar al Operador Petrolero, en relación con los Mecanismos de Medición.</p> <p>Faltó indicar con qué documento demuestra su facultad. oficio, poder notarial o que documento probatorio</p>	<p>¿Cuál es el procedimiento para demostrar facultades el responsable oficial? ¿Se determina en otros documentos? ¿Debe presentar instrumento con fe pública?</p> <p>Para tener la comunicación con la Comisión debe tener poderes para comprometer u obligar. ¿Cómo se relacionan?</p>		<p>Por lo que hace al comentario de la SENER, se señala que la evaluación particular de competencias o experiencia se hace para cada Operador en particular en la aprobación de su correspondiente programa o plan.</p> <p>Por otra parte, la propuesta de mínimos requerimientos generalizados puede implicar una carga regulatoria adicional.</p> <p>En cuanto al comentario de ASEA, se parafrasea la definición a fin de ser congruentes con la misma.</p> <p>En relación con el comentario de AMESPAC, se manifiesta que la redacción propuesta conviene para fines de comunicación con el Operador Petrolero.</p> <p>En cuanto a los cuestionamientos de Ombudsman Energía México, se señala que el procedimiento está inmerso en la evaluación y dictamen de aprobación de cada plan o programa. Se determina en los documentos que presenta el Operador Petrolero y el Dictamen Técnico de la Comisión.</p> <p>En efecto, debe presentar documento que acredite la representación, con fe pública. Se relacionan ya que el Operador Petrolero designa de manera oficial al Responsable de Medición, para entre otras funciones, establecer comunicaciones con la Comisión.</p>
<p>En caso de que el Operador Petrolero designe a dos personas como Responsables Oficiales, deberá señalar quien de ellos será responsable de la Medición de los Hidrocarburos, así como de los Mecanismos de Medición, o en su caso, de la</p>										<p>En caso de que el Operador Petrolero designe a dos personas como Responsables Oficiales, deberá señalar quien de ellos será fungirá como titular y quién como suplente responsable de la Medición de los Mecanismos de Medición y, en su caso, de la comunicación con la</p>	<p>Resulta pertinente el comentario vertido por la ANADE. Se atiende y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>En caso de que el Operador Petrolero designe a dos personas como Responsables Oficiales, deberá señalar quién de ellos será fungirá como titular y quién como suplente responsable de la Medición de los Hidrocarburos, así como de los Mecanismos de Medición y, en su caso, de la comunicación con la</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos.</p>										<p>Hidrocarburos, así como de los Mecanismos de Medición, o en su caso, de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos</p> <p><i>Se considera infructuoso darle la opción a los operadores de nombrar a dos responsables si sólo uno de ellos será el responsable en los hechos ante la CNH, por ello se sugiere considerar la opción de nombrar a un titular y a un suplente.</i></p>	<p>Comisión en materia de los presentes Lineamientos</p>
<p>Artículo 10. ...</p> <p>I. Información que se deberá remitir diariamente. El Operador Petrolero deberá remitir diariamente la siguiente información:</p>								<p>I. <i>Aclarar que deben ser volúmenes grueso, neto y neto estándar para líquidos y en cuanto al poder calorífico grueso y neto y si es húmedo o seco.</i></p>			<p>En relación con el comentario de la AMESPAC, se señala que la referencia es a volumen neto de cada fluido requerido y que, en todos los casos, se solicitan a condiciones de referencia, tal como se señala en el artículo 11.</p> <p>Adicional a lo anterior, se manifiesta que en los Lineamientos no se solicitan volúmenes de mezclas (brutos o gruesos).</p> <p>Por su parte, el Poder Calorífico ya se encuentra definido en el artículo 3.</p> <p>Por último, se señala que la cualificación de tipo de fluido (en este caso, de gas) ya se da desde la identificación y clasificación de recursos y reservas correspondientes.</p>
<p>a) El volumen de los Hidrocarburos extraídos o producidos y su Calidad por Campo, asociada en el Punto de Medición, y</p>	<p>a) El volumen <i>y/o masa</i> de los Hidrocarburos extraídos o producidos y su Calidad por Campo, asociada en el Punto de Medición, y</p>			<p>a) El volumen de los Hidrocarburos extraídos o producidos y su Calidad por <i>por</i> Campo, asociada en el Punto de Medición, y</p>	<p><i>Se considera que para la determinación de la Calidad de los Hidrocarburos se debe contar con un laboratorio en el Punto de Medición, lo que complica el requerimiento y genera altos</i></p>						<p>Respecto del comentario de CIDESI, se señala que únicamente se reporta volumen.</p> <p>En cuanto los comentarios de la AMEXHI y de la ASEA se consideran parcialmente procedentes y se modifica la redacción del anteproyecto, para quedar como sigue:</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				Se puede considerar más de un campo en un solo punto de medición	costos al Operador, a menos de que sean determinaciones de las características y propiedades de los Hc's con alta incertidumbre.						a) El volumen de los hidrocarburos líquidos y gaseosos medidos en los Puntos de Medición, así como la Calidad de los Hidrocarburos líquidos, y
b) La producción operativa de Petróleo, Gas Natural, Condensados y agua, relativa a la extracción por campo, sin balance o ajuste.				b) La producción operativa de Petróleo, Gas Natural, Condensados y agua, relativa a la extracción por campo o estación de recolección, sin balance o ajuste. Se puede consolidar más de un campo en una estación de recolección							En relación con el comentario referido por la AMEXHI, se señala que el reporte de interés es a nivel campo y no a nivel instalación. Se considera parcialmente procedente su comentario y, en consecuencia, se modifica el anteproyecto para quedar como sigue: b) El volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de Petróleo, Condensado, Gas Natural, agua y el número de pozos operando por campo. Así mismo, se deberán de reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producido.
En el caso de que los pentanos y otros Hidrocarburos más pesados se encuentren en estado gaseoso en el Punto de Medición, se calculará el volumen del líquido equivalente (barriles) con el estándar API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente.								II. Aclarar que debe ser volumen a condiciones de referencia			Respecto del comentario de la AMESPAC, se señala que las condiciones de referencia de este y todos los volúmenes se establecen en el artículo 11 de los Lineamientos.
La información señalada en la presente fracción se remitirá a la Comisión a través de medios electrónicos, de acuerdo con los formatos establecidos en el Anexo 1 de los									¿Anexo 1?		Respecto del comentario del Ombudsman Energía México, se señala que efectivamente, se trata del Anexo 1. Se adiciona la redacción del anteproyecto para quedar como sigue: La información señalada en la presente fracción se remitirá a la Comisión a través de medios electrónicos, de manera diaria a más tardar a las 09:00 horas , de acuerdo con los formatos

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>presentes Lineamientos.</p>											<p>establecidos en el Anexo 1 de los presentes Lineamientos.</p>
<p>II. Información que se deberá remitir mensualmente. El Operador Petrolero deberá enviar a la Comisión la información siguiente:</p>											
<p>a. El volumen y Calidad de los Hidrocarburos en el Punto de Medición, así como el Equivalente Energético del Gas Natural en MMBTU por componente, extraídos o producidos por el Operador Petrolero, distinguiendo la producción de Petróleo, Condensado, Gas Natural y agua; incluyendo el volumen líquido equivalente de los pentanos e Hidrocarburos más pesados contenidos en el Gas Natural;</p>	<p>a. El <i>volumen, masa</i> y Calidad de los Hidrocarburos en el Punto de Medición, así como el Equivalente Energético del Gas Natural en MMBTU por componente, extraídos o producidos por el Operador Petrolero, distinguiendo la producción de Petróleo, Condensado, Gas Natural y agua; incluyendo el volumen líquido equivalente de los pentanos e Hidrocarburos más pesados contenidos en el Gas Natural;</p>										<p>Con relación al comentario de CIDESI, se señala que resulta no procedente, en razón de que en los Puntos de Medición solo se reportan volúmenes.</p>
<p>b. El volumen extraído de los Hidrocarburos por pozo;</p>	<p>b. El volumen <i>y masa</i> extraído de los Hidrocarburos por pozo;</p>										<p>Con relación al comentario de CIDESI, se señala que no resulta procedente, ya que solo se reportan prorrateos de volúmenes de pozos.</p>
<p>c. El Balance de Hidrocarburos, desde el pozo, hasta el Punto de Medición, tomando en consideración las variables contenidas los formatos de Balance del Anexo 1, entre otros, los</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

siguientes conceptos operativos:											
iv. El volumen de Gas Natural transferido, y	iv. El <u>volumen o masa</u> de Gas Natural transferido, y										Con relación al comentario de CIDESI , se señala que resulta no procedente , pues los Operadores Petroleros solo realizan Balances volumétricos.
v. El volumen de Gas Natural que se hubiere sujeto a una destrucción controlada o venteado de manera rutinaria o en casos excepcionales.	v. El volumen <u>y/o masa</u> de Gas Natural que se hubiere sujeto a una destrucción controlada o venteado de manera rutinaria o en casos excepcionales.								<i>¿Cuál es el procedimiento de "destrucción controlada"? ¿Se ampara en otro instrumento? ¿Se define aquí en todo su alcance?</i>		Con relación al comentario de CIDESI , se señala que resulta no procedente , pues los Operadores Petroleros solo realizan Balances volumétricos. En relación con los cuestionamientos de Ombudsman Energía México , se informa que el procedimiento de destrucción controlada se encuentra previsto en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DTAGNA). Se define en el artículo 3, fracción VIII de la citada regulación como la "Destrucción Controlada: La Quema o Incineración de Gas Natural Asociado que no puede ser conservado o aprovechado, por razones técnicas o económicas y que se realiza conforme lo establecen las presentes Disposiciones Técnicas y demás normativa aplicable." En los presentes Lineamientos no se define todo su alcance, dado que el objetivo de estos es la cuantificación y cualificación de hidrocarburos, sino que, como ya se mencionó, este procedimiento forma parte de las señaladas DTAGNA.
f. Aforos de Pozo. El Operador Petrolero deberá realizar y registrar el Aforo mensual de todos sus pozos, cubriendo la totalidad de estos en un plazo máximo de tres meses.			<i>Es conveniente considerar la factibilidad de poder cumplir el plazo estimado con la operación y capacidad actual.</i> <i>Debido a la cantidad de pozos, en comparación con el número de equipos necesarios y horas requeridas por pozo para realizar el aforo, es que en algunos casos no podría ser viable el</i>	f. Aforos de Pozo. El Operador Petrolero deberá realizar y registrar el Aforo mensual de todos sus pozos, cubriendo la totalidad de estos en un plazo máximo de seis tres meses. El Operador Petrolero puede proponer a la Comisión un	f. Aforos de Pozo. El Operador Petrolero deberá realizar y registrar el Aforo mensual de todos sus pozos, cubriendo la totalidad de éstos en un plazo máximo de tres meses. <i>Establecer aforos mensuales en todos los pozos, podría representar costos elevados a los operadores, cuestiones de</i>						Por lo que hace al comentario de la SENER , la experiencia técnica de esta Comisión indica que resulta factible la realización del aforo de pozos en el plazo previsto de 3 meses. Por lo que hace al comentario de la AMEXHI , se señala que el plazo de 6 meses es demasiado amplio. Es importante señalar que el objetivo es lograr un mayor control de los volúmenes producidos por los pozos para el aseguramiento de la producción, evitando el requerimiento de la medición continua. Lo anterior permite dar mayor certeza al Estado Mexicano y que el Operador

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

			<p>cumplimiento de esta meta</p>	<p>plazo mayor al indicado en el párrafo anterior, de conformidad con el programa operativo de este. La propuesta debe ser justificada técnicamente.</p> <p>El Operador puede poner a consideración de la Comisión un criterio o metodología particular para realizar el aforo de pozos, como por ejemplo una medición indirecta por diferencia de presiones.</p> <p>No es claro a que se refiere el término mensual si se pide que se cubran los pozos en máximo tres meses. Se propone eliminar el término mensual.</p> <p>Hay Contratos o Asignaciones que cuentan con un gran número de pozos o en los que las condiciones operativas, como intermitencia de producción, no permiten el aforo de todos los pozos en tres meses.</p> <p>El estándar API-MPMS-20.5 que aparece en el Anexo 2 permite diferentes opciones o metodologías para realizar el aforo de pozos.</p>	<p>logística y administración del flujo de la información. Se sugiere analizar la pertinencia de este requerimiento</p> <p>Ajustar la redacción derivado a que se está solicitando un aforo mensual de todos los Pozos, sin embargo, se menciona que se debe cubrir la totalidad en un máximo de tres meses lo que a la lectura resulta contradictorio.</p>						<p>cuenta con mejores datos para el control de sus procesos y metodologías de Balance.</p> <p>Po lo que hace a los comentarios de la AMEXHI y la ASEA, se señala que término “mensual” se refiere a que mes a mes se tienen que reportar los aforos realizados, debiendo aforar la totalidad de sus pozos en el plazo de tres meses.</p> <p>A efecto de clarificar la periodicidad y el máximo permitido se modifica la redacción del anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>f. Aforos de Pozo. El Operador Petrolero deberá realizar y registrar mensualmente el Aforo mensual de todos sus pozos, cubriendo la totalidad de estos en un plazo máximo de tres meses.</p> <p>En cuanto al comentario de AMEXHI referido al número de pozos, se establecen aforos de 8 horas y un plazo de 3 meses, los cuales brindan al operador la flexibilidad para cumplir con este compromiso.</p> <p>Los pozos que no se puedan medir deberán tener esa constancia mediante el reporte correspondiente, mismo que será sometido al control de Balance mensual y, de ser requerido, puesto a consideración para una Visita de Supervisión o Auditoría para su validación.</p> <p>Asimismo, se señala que, de hecho, se tomó en cuenta el API MPMS 20.5 donde a la letra se define: “Prueba de pozo de producción:</p> <p>La medición de cantidades de gas, petróleo y agua de un solo pozo durante un período de tiempo específico bajo Condiciones operacionales controladas.” (énfasis añadido)</p> <p>De lo anterior se desprende que el término “medición” desestima cualquier método indirecto, reservando los métodos indirectos al prorrateo y Balance.</p>
--	--	--	----------------------------------	--	---	--	--	--	--	--	---

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

										<p>Además, en dicho documento se hace mención de que "las agencias reguladoras generalmente estipulan el método para determinar las tasas de pozo reportadas (por ejemplo, periódicas, prueba de pozo de producción) y la frecuencia de los informes."</p> <p>Por lo que respecta al comentario de la ASEA se señala que, a pesar de que parece una fuerte carga se debe considerar lo siguiente: 1. El Estado requiere mayor certeza sobre los volúmenes extraídos, la CNH está comprometida con la actual política energética de erradicar el conocido como "huachicoleo", evitando a su vez las mediciones directas permanentes, 2. Los Operadores actualmente son responsables de sus mediciones operacionales, este requerimiento solo formaliza una buena práctica de los Operadores preocupados por la correcta operación de sus sistemas, ya que como reza el aforismo: "lo que no se mide, no se controla, y lo que no se mide no se puede optimizar".</p>
<p>El Aforo de Pozo deberá llevarse a cabo con el pozo estabilizado y con una duración mínima de 8 horas.</p>		<p>De acuerdo a estándar API MPMS 20.5, el periodo de estabilización y ejecución de la prueba de aforo depende de las condiciones de proceso.</p> <p>Se sugiere explorar la siguiente posibilidad:</p> <p>Las condiciones de estabilización deberán ser establecidas de acuerdo a lo indicado en estándar API MPMS 20.5</p> <p>El periodo de ejecución de la prueba, en caso de no poder cumplir con el mínimo de 8 horas continuas, podrán ser determinado en</p>			<p>Se sugiere establecer que el regulado defina el tiempo para realizar el aforo, ya que el comportamiento dependerá de diversos factores tanto operativos como de las propiedades del hidrocarburo.</p> <p>En todo caso, para asegurar que la muestra y datos serán representativos se podría establecer un periodo mínimo de 24 horas</p> <p>Se debe considerar los Pozos que producen de manera intermitente en periodos cortos.</p>					<p>En relación con el comentario del IMP, se indica que, como bien se menciona en el API MPMS 20.5: "se deben verificar las condiciones entre el pozo y el punto de medición porque las condiciones dinámicas pueden tardar varias horas o días en estabilizarse". Además, se estipula que debe existir un periodo de pre-estabilización: "El periodo de pre-estabilización, previo a la prueba de un pozo de producción debe basarse para cualquier pozo intermitente o con inestabilidad hidráulica". De lo anterior, se desprende que es responsabilidad del Operador seleccionar la tecnología o metodología indicada para cumplir este requerimiento.</p> <p>Ahora bien, en atención a su comentario, se modifica el anteproyecto para el caso de los pozos que no puedan cumplir las 8 horas de Aforo y se adiciona el anteproyecto de la siguiente manera:</p> <p>En caso de que, por causas naturales de flujo, el pozo no mantenga la producción mínima de 8 horas, se deberá asentar en el reporte</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

		forma estadística con base en lo indicado en el estándar API MPMS 20.5 y los resultados, junto con la incertidumbre correspondiente, deberán ser avalados por la Comisión.									<p>correspondiente junto con los datos parciales de medición.</p> <p>Por lo que hace al comentario de la ASEA, se indica que 8 horas se considera un tiempo aceptable para la mayoría de los casos.</p> <p>Si bien, como atinadamente señala, 24 horas constituye un plazo más representativo, este sería más difícil de alcanzar por muchos pozos y podría poner en riesgo la meta de aforo de la totalidad de los pozos en tres meses.</p>
<p>La información señalada en la presente fracción se remitirá a la Comisión a través de medios electrónicos, de acuerdo con el formato establecido en el Anexo 1 de los presentes Lineamientos.</p>			<p><i>Se sugiere definir un plazo de entrega de la información mensual</i></p> <p><i>No está claro si debe ser a inicios de mes, finales, cuando el operador inicie operaciones o en alguna otra fecha</i></p>								<p>Respecto del comentario de la SENER, se estima procedente y se modifica el anteproyecto, de la siguiente manera:</p> <p>La entrega de la información consolidada prevista en la presente fracción deberá realizarse a través de medios electrónicos, de acuerdo con el formato establecido en el Anexo 1 de los presentes Lineamientos dentro de los primeros siete días hábiles posteriores a la conclusión del Periodo en el que se haya registrado, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.</p>
<p>b. Nombre del Responsable Oficial, identificándolo dentro del organigrama del Operador Petrolero;</p>											
<p>c. [...]</p> <p>i. Derogado</p>											
<p>ii. Volumen total de agua, Hidrocarburos y su Calidad, así como el Equivalente Energético del Gas Natural en MMBTU, extraídos o producidos por el Operador Petrolero por mes, con gráfico de cada uno;</p>		<p><i>El volumen total de agua e hidrocarburos se puede obtener realizando una sumatoria o integración a lo largo del periodo de interés, sin embargo ¿cómo se presentaría la calidad?</i></p> <p><i>Se sugiere mantener el término "promedio" que es eliminado del párrafo original.</i></p>									<p>El comentario del IMP se considera procedente y se modifica la redacción del anteproyecto, para quedar como sigue:</p> <p>ii. Volumen total de agua, Hidrocarburos y su Calidad promedio ponderada, así como el Equivalente Energético del Gas Natural en MMBTU, extraídos o producidos por el Operador Petrolero por mes, con gráfico de cada uno;</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

iii. Derogado Listado de los Sistemas de Medición y sus Instrumentos de Medida, incluyendo los Puntos de Medición, así como los relativos a la Medición Operacional, de la Medición de Referencia y de la Medición de Transferencia;									¿Por qué se elimina el listado de sistemas de medición? ¿Se abarcan en su totalidad en el f?	Para dar respuesta al cuestionamiento de Ombudsman Energía México , se señala que esta información se solicita en un apartado posterior (Sistemas de Medición), por lo que se busca evitar la duplicidad de requerimientos de información.
v. Información relacionada con la ejecución de las actividades aprobadas por la Comisión en los planes o programas en materia de Medición de Hidrocarburos y de su infraestructura asociada.				Se sugiere ser más específico al tipo de información que el operador petrolero remitirá a la comisión. Ya que está a libre interpretación de los operadores petroleros. Resaltar (Información relacionada con la ejecución)						En relación con el comentario de ASEA , se indica que lo que se desea que se reporte lo constituyen los avances que han tenido los Operadores respecto de las actividades de medición, programadas y aprobadas por la Comisión en planes o programas, lo cual no está a libre interpretación de los Operadores Petroleros.
d. Información sobre los Hidrocarburos extraídos o producidos y su Calidad, en el que se detalle lo siguiente:										
i. Volumen promedio por día de los Hidrocarburos extraídos y su Calidad promedio por día, así como el volumen de agua en cada Punto de Medición.	i. Volumen <i>y/o masa</i> promedio por día de los Hidrocarburos extraídos y su Calidad promedio por día, así como el volumen de agua en cada Punto de Medición.			Se sugiere mejorar la redacción para mayor claridad al operador, por ejemplo... i) Por cada punto de medición: a. Volumen promedio de hidrocarburos por día b. Calidad promedio de los hidrocarburos c. Volumen de agua promedio por día						En cuanto al comentario de CIDESI , este resulta no procedente , ya que se reporta volumen y no masa. Por lo que hace al comentario vertido por la ASEA , se considera pertinente y se modifica la redacción del anteproyecto para quedar como sigue: i) Por cada Punto de Medición: a. Volumen promedio de Hidrocarburos por día b. Calidad promedio de los Hidrocarburos c. Volumen de agua promedio por día
ii. Derogado. Volumen de Producción total y calidad de									¿Por qué se elimina el volumen de producción total y Calidad?	Para dar respuesta al cuestionamiento de Ombudsman Energía México , se

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Hidrocarburos, por Periodo, así como el volumen de agua, a lo largo del año al que se refiere, con las correspondientes observaciones sobre eventos.</p>											<p>señala que esta información se solicita en un apartado posterior, por lo que se busca evitar la duplicidad de requerimientos de información.</p>
<p>iii. Pronósticos de volumen de Hidrocarburos por extraer, así como de agua para el siguiente año de operación.</p>			<p><i>Una vez que el Contrato o Asignación se encuentra en fase de Extracción debe presentar un plan de desarrollo. ¿Este pronóstico de producción está detallado año por año en su Plan de Desarrollo aprobado por la CNH? De ser así, se considera redundante incluir este punto.</i></p> <p><i>¿Si la producción estimada aumenta o disminuye se deberá actualizar el Plan de Desarrollo aprobado?</i></p> <p><i>De conservarse este punto se solicita se envíe copia o acceso a esta información a la SENER.</i></p> <p><i>Se da por entendido que no debería de existir diferencia entre el plan de extracción aprobado por la CNH con el pronóstico de producción señalado en este punto, por lo que no se entiende la necesidad de presentarlo de manera redundante. Asimismo, no se señala que pasaría en el caso</i></p>								<p>Se toman en consideración los comentarios y argumentos vertidos por la SENER y se conviene en la pertinencia de disminuir la carga regulatoria para los Operadores Petroleros.</p> <p>En consecuencia, se modifica el anteproyecto de la siguiente manera:</p> <p>iii. Derogado Pronósticos de volumen de Hidrocarburos por extraer, así como de agua para el siguiente año de operación.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

			<i>de que ambos sean considerablement e diferentes.</i>									
e. El estado del Balance de Hidrocarburos, desde el pozo hasta el Punto de Medición, conforme lo señalado en los artículos 34 y 35 de los presentes Lineamientos.												
<p>. [...]</p> <p>i- [...]</p> <p>ii.</p> <p>1. Listado de los Sistemas de Medición Operacional, de Referencia, de Transferencia y Fiscal, con sus presupuestos y sus respectivos valores de Incertidumbre de Medida, así como sus Instrumentos de Medida, desde los pozos hasta su incorporación al Sistema de Transporte o Almacenamiento, inclusive su Transferencia, de acuerdo con el formato correspondiente.</p>						<i>Ciateq sugiere que se indiquen los niveles de incertidumbre requeridos o máximos permisibles para los sistemas de mediciones Operacionales, de Referencia, considerando que dichos sistemas al no ser fiscales, se esperan niveles de incertidumbre mayores a los sistemas de medición Fiscales, lo anterior con base a las clases de "exactitud" establecidos en la OIML L R 140 (para medición de gases) y en la OIML R 117 (para medición dinámica de líquidos)</i>					En relación con el comentario de CIATEQ , se señala que los niveles de incertidumbre se encuentran contemplados en el artículo 40 de los Lineamientos (Incertidumbre de Medida para la Medición Operacional y la Medición de Referencia).	
2. En particular, los eventos suscitados en los Sistemas de Medición, así como el mantenimiento o Calibración realizada.						<i>¿A qué tipo de eventos se hace referencia? Para mayor claridad, se sugiere especificar el tipo de evento.</i>						<p>En relación con el comentario de la ASEA, se señala que se refiere a los eventos que inciden negativamente a la medición se mencionan en el inciso g.</p> <p>Ahora bien, a fin de clarificar la redacción, se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>2. En particular, las acciones de mantenimiento y Calibración realizadas a los Sistemas de Medición.</p>
1. Derogado												

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>2. Capacitación del personal en el año de reporte y sus evidencias.</p>											
<p>g. Los eventos que se presentaron en el año de reporte que incidieron negativamente en la Medición de Hidrocarburos y la forma en la que fueron atendidos, incluyendo la presentación de los resultados de Auditorías tanto internas como externas, así como los planes de acciones correctivas derivadas de las mismas y su impacto en dicha medición. Asimismo, se deberán señalar las acciones preventivas y de mejora establecidas para evitar la reincidencia de dichos eventos.</p>											
<p>IV. Información a disposición de la Comisión. El Operador Petrolero deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y Calidad de los Hidrocarburos producidos.</p>	<p>IV. Información a disposición de la Comisión. El Operador Petrolero deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y/o masa y Calidad de los Hidrocarburos producidos.</p>		<p><i>Si ya se tiene acceso a la información de interés, equipo y reportes ¿Cuál es el objetivo específico de también tener acceso a los sistemas informáticos? ¿incluye equipos como computadoras personales?</i></p> <p><i>Esto debería acotarse de alguna manera ya que los operadores podrían contener información sensible o que por cuestiones de confidencialidad o</i></p>								<p>Por lo que hace al comentario vertido por CIDESI, este se considera no procedente, en razón de que los Operadores Petroleros deben presentar los reportes respecto del volumen y no de la masa.</p> <p>En relación con el comentario de SENER, se señala que es información que el Operador debe resguardar y que no es enviada de manera regular a la Comisión pero que, sin embargo, debe estar disponible para la Comisión, a través de acciones de supervisión.</p> <p>De la redacción no se advierte que se contemplen se contemplan accesos a equipos de cómputo, solo a bases de datos, equipos y sistemas informáticos asociados a las mediciones.</p> <p>Se refiere al registro, no a dónde se encuentra el dato.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

			<p><i>secreto industrial pudiera provocar un conflicto.</i></p> <p><i>Debe ser especificado que es lo que se entiende para efecto de estos lineamientos como equipos y sistemas informáticos.</i></p>								
El Operador Petrolero deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información a que se hace referencia en el párrafo anterior, así como la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, incluyendo las rutinas de cálculo relativas a las pruebas en fábrica, así como a las pruebas en campo de los Sistemas de Medición y acceso a los equipos y sistemas informáticos.											
xiii. Tratamiento de Errores en la Medición de Hidrocarburos;					<i>Revisar, no concuerda con la versión vigente</i>						<p>Resulta procedente el comentario realizado por la ASEA y se elimina, en razón de su duplicidad.</p> <p>xiii. Tratamiento de Errores en la Medición de Hidrocarburos;</p>
xiii. Tratamiento de Errores en la Medición de Hidrocarburos, y											
xiv. Auditorías.											
i. Registro diario del seguimiento de las Mediciones Operativas, de Referencia y				i. Registro diario del seguimiento de las Mediciones Operativas, de Referencia y							<p>Por lo que hace al comentario de la AMEXHI, este se estima procedente y se modifica la redacción del anteproyecto para quedar como sigue:</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Transferencia. Dicho registro deberá tener el soporte de reportes en sitio y su transcripción a formatos digitales.</p>				<p>Transferencia. Dicho registro deberá tener el soporte de reportes en sitio o en su transcripción a formatos digitales.</p> <p><i>Para evitar redundancia en formatos escritos o impresos.</i></p>							<p>i. Registro diario del seguimiento de las Mediciones Operativas, de Referencia y Transferencia. Dicho registro deberá tener el soporte de reportes en sitio o en y su transcripción a formatos digitales.</p>
<p>Párrafo derogado</p>											
<p>La información referida en los incisos a) a i) de la presente fracción, deberá ser incluida en la Bitácora de Registro.</p>											
<p>a. Para el caso del Petróleo, se reportarán los volúmenes en Barriles, la densidad relativa en grados API y el contenido de azufre en porcentaje;</p>	<p>Para el caso del Petróleo, se reportarán los volúmenes en Barriles, la densidad relativa en grados API o en unidades del SI (kg/m³) y el contenido de azufre en porcentaje;</p>					<p><i>Debido a que esta sección se indica que se debe reportar la Densidad relativa en grados API.</i></p> <p><i>CIATEQ sugiere emplear el termino Densidad API o Densidad relativa de manera independiente de acuerdo con el contexto ya que, aunque la Densidad API depende de la densidad relativa son diferentes, siendo esta última adimensional.</i></p> <p><i>ASTM D 1298-B define a la densidad relativa, gravedad API (Densidad API) como:</i></p> <p><i>Densidad relativa (gravedad específica): Relación de la masa de un volumen dado de líquido a una temperatura</i></p>					<p>Por lo que hace al comentario de CIDESI, se señala que optó por unidades petroleras de aplicación internacional. Las unidades de kg/m³ son de densidad absoluta.</p> <p>En cuanto al comentario de CIATEQ, se señala que la densidad API es una densidad relativa, por lo que está bien descrita.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

						<p><i>específica a la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura o diferente.</i></p> <p><i>Gravedad API: Una función especial de densidad relativa (gravedad específica) 60/60 ° F.</i></p> <p><i>°API = 141.5 / (Densidad relativa)</i></p>				
<p>c. Para el caso del Gas Natural, el volumen se reportará tanto en millones de pies cúbicos (MMPC) como en Equivalente Energético en MMBTU por el total y por cada uno de sus componentes (metano, etano, propano, butano y pentanos en adelante (C₅⁺)) en las mismas unidades de medida</p>		<p><i>De acuerdo a la Ley Federal de Metrología y Normalización, en su artículo 5° "En los Estados Unidos Mexicanos el Sistema General de Unidades de Medida es el único legal y de uso obligatorio".</i></p> <p><i>Con base en lo anterior, se sugiere utilizar el prefijo (M) para millones de la unidad de medida.</i></p>						<p><i>c. Quitar de la lista los pentanos y hexanos y más.</i></p>		<p>Por lo que hace al comentario del IMP se señala que, como bien indica, al amparo de los artículos 1 y 6 de la Ley Federal de Metrología y Normalización, así como 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos; 3, fracción II de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y lo establecido en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos es que se emplea tal unidad de medida.</p> <p>En particular, se toma en consideración lo dispuesto por el ACUERDO CNH.03.003/19 POR EL QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INTERPRETA PARA EFECTOS ADMINISTRATIVOS EL ARTÍCULO 10, FRACCIÓN V, DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS en tanto parte integrante de los mismos.</p> <p>Por lo que hace al comentario de la AMESPAC, se señala que: no es posible quitar el pseudocomponente C₅⁺, ya que este es requerido para el cálculo de condensables. Lo hexanos nos están contemplados.</p>
<p>e. Para efecto de los reportes referidos en el presente artículo, se utilizarán como unidades de volumen el Barril para líquidos y el MMPC para gases, mientras que se usarán MMBTU para</p>										

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>el Equivalente Energético. Lo anterior, conforme a lo señalado en el artículo 3, fracciones VII y VIII de los presentes Lineamientos, y</p>											
<p>f. Para la determinación y expresión del Poder Calorífico del Gas Natural, el cálculo se realizará de acuerdo con la API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente.</p>											
<p>El Operador Petrolero deberá mantener la documentación vigente y a disposición de la Comisión en todo momento y, en su caso, dar acceso a la Comisión a los registros e información a que hace referencia este artículo, al menos durante los cinco años siguientes a la generación de dichos registros. Transcurrido dicho plazo, deberán realizarse las acciones de respaldo, resguardo y digitalización de registros e información, establecidos en la normativa aplicable.</p>	<p><i>5 años en archivo activo y ____ años más de resguardo</i></p>				<p><i>Se sugiere incorporar un artículo en el apartado de generales, esto con la finalidad de repetir el mismo en diversos artículos, fracciones o incisos.</i></p>					<p>Sobre el comentario realizado por CIDESI, se indica que el plazo en que el Operador Petrolero deberá tener a disposición de la Comisión la información es de al menos cinco años, pasados los cuales, deberá cumplimentar la normativa aplicable.</p> <p>En relación con el comentario de la ASEA, el mismo resulta no procedente, en razón de que se ha optado por mencionar el plazo en conjunto con la obligación.</p>	
<p>En todo momento la Comisión podrá solicitar cualquier tipo de información o emitir observaciones, así como llevar a cabo reuniones de</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

trabajo con el Operador Petrolero a fin de aclarar la información presentada por el Operador Petrolero, en términos del presente artículo.											
Lo anterior, sin perjuicio de las facultades de la Comisión en materia de Supervisión, conforme a lo previsto en los presentes Lineamientos y demás normatividad aplicable.											
III. Volumen para Gas Natural en MMPC, y		<p><i>De acuerdo a la Ley Federal de Metrología y Normalización, en su artículo 5º "En los Estados Unidos Mexicanos el Sistema General de Unidades de Medida es el único legal y de uso obligatorio".</i></p> <p><i>Con base en lo anterior, se sugiere utilizar el prefijo (M) para millones de la unidad de medida</i></p>									<p>Por lo que hace al comentario del IMP se señala que, como bien indica, al amparo de los artículos 1 y 6 de la Ley Federal de Metrología y Normalización, así como 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos; 3, fracción II de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y lo establecido en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos es que se emplea tal unidad de medida.</p> <p>En particular, se toma en consideración lo dispuesto por el ACUERDO CNH.03.003/19 POR EL QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INTERPRETA PARA EFECTOS ADMINISTRATIVOS EL ARTÍCULO 10, FRACCIÓN V, DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS en tanto parte integrante de los mismos.</p>
IV. Equivalente Energético del Gas Natural en MMBTU .	Equivalente energético. Incluir en definiciones	<p><i>De acuerdo a la Ley Federal de Metrología y Normalización, en su artículo 5º "En los Estados Unidos Mexicanos el Sistema General de Unidades de Medida es el único legal y de uso obligatorio".</i></p> <p><i>Con base en lo anterior, se</i></p>									<p>En relación con el comentario de CIDESI, se señala que la Comisión ha emitido el ACUERDO CNH.03.003/19 POR EL QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS INTERPRETA PARA EFECTOS ADMINISTRATIVOS EL ARTÍCULO 10, FRACCIÓN V, DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS como parte integrante de los mismos.</p> <p>Por lo que hace al comentario del IMP se señala que, como bien indica, al amparo</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

		<p>sugiere utilizar el prefijo (M) para millones de la unidad de medida.</p> <p>La unidad de medida BTU no pertenece al SGUM, sin embargo, podría utilizarse en apego al artículo 6° de la ley antes referida.</p>									<p>de los artículos 1 y 6 de la Ley Federal de Metrología y Normalización, así como 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos; 3, fracción II de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y lo establecido en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos es que se emplea tal unidad de medida.</p> <p>En particular, se toma en consideración lo dispuesto por el ACUERDO CNH.03.003/19 referido líneas arriba en tanto parte integrante de los mismos.</p>
<p>Artículo 12. De las unidades a utilizar en el volumen y en la Calidad. La información que el Operador Petrolero remita a la Comisión deberá utilizar las unidades de medida señaladas en el artículo 11 de los presentes Lineamientos.</p>								<p>Agregar en el capítulo 11 las unidades para densidad, % agua % azufre, composición molecular, etc. inclusive el establecer factores de conversión entre unidades.</p>			<p>Por lo que hace al comentario de la AMESPAC, se señala las unidades se especifican en los artículos correspondientes, así como que los factores de conversión se estipulan en el artículo 13 de los Lineamientos.</p>
<p>Artículo 13. De las conversiones de volumen y Calidad de Hidrocarburos. Para efecto de la conversión de volúmenes del Sistema de Unidades, se podrá utilizar la publicación técnica del Centro Nacional de Metrología (CENAM-MMM-PT-003) del Capítulo V Correspondencia entre unidades.</p>	<p>Artículo 13. De las conversiones <u>de flujo, volumen, masa, temperatura, densidad, presión y longitud</u> y Calidad de los Hidrocarburos. Para efecto de la conversión de volúmenes del Sistema de Unidades, se podrá utilizar la publicación técnica del Centro Nacional de Metrología (CENAM-MMM-PT-003) del Capítulo V Correspondencia entre unidades.</p>										<p>Se considera parcialmente procedente el comentario de CIDESI y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>Artículo 13. De las conversiones de unidades en general utilizadas para la Medición de Hidrocarburos</p>
<p>Para efecto del uso del Poder Calorífico del Gas Natural, el Operador Petrolero deberá aplicar la</p>							<p>En el Artículo 6 se establece que el operador puede sugerir las normas a aplicar en sus sistemas de</p>				<p>Por lo que hace al comentario de CIATEQ se indica que el uso de la GPA 2145 es recomendación del API MPMS 14.5, el cual es un estándar internacional para el cálculo del Poder Calorífico, de</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>metodología establecida en la API MPMS 14.5, utilizando las propiedades físicas señaladas en la GPA 2145 referida en la citada API.</p>						<p>medición, sin embargo en relación al poder calorífico únicamente permite sean utilizadas los estándares API MPMS 14.5 y GPA 2145.</p> <p>CIATEQ sugiere la inclusión de la ISO 6976:2016 (última versión) Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition, para la determinación del poder calorífico, la cual brindará a CNH y al operador petrolero certidumbre en el estimado ya que dicho estándar en su última versión incluye un modelo matemático y las bases para el estimado de incertidumbre el cual combinan la incertidumbre de la composición dada por el cromatógrafo de gases, masas atómicas, factor de sumación a diferentes temperaturas de medición, valor calorífico molar, constante de los gases y propiedades del aire.</p>					<p>manera que, con la finalidad de homologar el resultado, se solicita la primera.</p> <p>Por otra parte, se hace notar que la ISO 6976 ya se encuentra incorporada al Anexo 2 de los Lineamientos, y se actualiza la versión para quedar como sigue:</p> <p>Anexo 2 [...]</p> <p>5. Normas y estándares para la determinación de la calidad [...]</p> <p>II. Para Hidrocarburos gaseosos</p> <p>ISO 6976-2016 Cálculo de los valores caloríficos, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe desde la composición. Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition</p>
<p>Las conversiones citadas en los dos párrafos anteriores, se llevarán a cabo tomando como base la información reportada conforme a lo previsto en el artículo 10 de los</p>					<p>Se sugiere modificar la redacción pues el tema de conversiones solo se menciona en el primer párrafo. Las conversiones citadas en el primer párrafo del presente artículo se</p>						<p>Se considera procedente el comentario de la ASEA y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>Las conversiones citadas en los dos párrafos anteriores, se llevarán a cabo tomando como base la información reportada conforme a lo previsto en el artículo 10 de los presentes Lineamientos.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

presentes Lineamientos.					<i>llevarán a cabo tomando como base la información reportada conforme a lo previsto en el artículo 10 de los presentes Lineamientos.</i>						
Capítulo II De los Sistemas de Medición											
Artículo 14. De la funcionalidad de los Sistemas de Medición. Los Sistemas de Medición, ya sean de Transferencia, Operacional, de Referencia, Fiscal o como Punto de Medición deberán ser instalados y operados de tal manera que funcionen adecuadamente, de acuerdo con el tipo y características de los fluidos a medir, los volúmenes manejados y a las condiciones de operación a que estén sometidos, así como, en su caso, a las especificaciones en el respectivo plan que corresponda. Los Sistemas de Medición que utilice el Operador Petrolero deberán estar diseñados, construidos, instalados y operados para evitar errores sistemáticos .											
Artículo 15. De la medición estática y dinámica. La Medición de los Hidrocarburos líquidos podrá ser estática o dinámica.									<i>En casos donde se encuentren asignaciones o contratos, donde el operador evalúe la opción de perforar un pozo exploratorio y/o</i>		En relación con el cuestionamiento de Ombudsman Energía México , se informa que el Operador Petrolero deberá considerar la funcionalidad de los Sistemas de Medición para ser instalados y operados, de tal manera que funcionen adecuadamente, de

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

									delimitador y quiera hacer pruebas de producción en el yacimiento ¿Qué instrumentos de medición provisional tendrá que disponer para realizar la medición de hidrocarburos con las mejores prácticas?		acuerdo con el tipo y características de los fluidos a medir, los volúmenes manejados y a las condiciones de operación a que estén sometidos.
Los tanques que se utilicen deberán atender a lo establecido en la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 y en términos de lo previsto en el artículo 6 de los presentes Lineamientos, debiéndose complementar con los accesorios, controles y accesos adecuados para efectuar la medición de niveles y la toma de muestras en condiciones de seguridad.											
La Medición dinámica de los Hidrocarburos, podrá llevarse a cabo con uno o varios Instrumentos de Medida, cumpliendo en cualquiera de los casos con la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 y en términos de lo previsto en el artículo 6 de los presentes Lineamientos.											
Artículo 16. De los Instrumentos de Medida. El Operador Petrolero deberá									Agregar medidor multifasico y vortex		En relación con el comentario realizado por la AMESPAC , se señala que la Comisión no puede recomendar tecnologías en particular.

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>seleccionar los Instrumentos de Medida de acuerdo con el tipo de fluido, las condiciones del proceso y los volúmenes a manejar. El Operador Petrolero podrá utilizar Instrumentos de Medida de diferente tipo, tales como placa de orificio, coriolis, turbina y ultrasónico, entre otros, y deberá instalarlos y operarlos conforme a las condiciones especificadas por el fabricante.</p>											
<p>Artículo 19. [...]</p> <p>I. Ubicación. El Punto de Medición podrá ubicarse dentro o fuera del Área Contractual o del Área de Asignación, según lo apruebe, o en su caso determine la Comisión en el Dictamen Técnico correspondiente, conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.</p>			<p><i>¿Se puede indicar cual es el sustento legal para que un operador tenga su punto de medición fuera del área asignada u otorgada?</i></p> <p><i>Lo anterior derivado del Término y Condición Primero, así como del Anexo 1 de los Títulos de Asignación, en donde se establece el área en la que el Asignatario podrá realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, las actividades del contratista están restringidas al área contractual conforme lo señala el propio Contrato y su Anexo 1.</i></p>								<p>El sustento jurídico lo constituye, por una parte, lo dispuesto en el artículo 19, fracción I de los vigentes Lineamientos, que a la letra dispone:</p> <p>Artículo 19. De los Sistemas de Medición en el Punto de Medición. <i>Respecto del Punto de Medición, el Operador Petrolero se sujetará a lo siguiente:</i></p> <p>I. Ubicación. <i>El Punto de Medición podrá ubicarse dentro o fuera del Área Contractual o del Área de Asignación, según lo determine la Comisión.</i></p> <p>Asimismo, en el caso de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, lo establecido en la cláusula denominada "Medición y recepción de los Hidrocarburos netos", que en la parte correspondiente contienen redacciones como las que se advierten a continuación:</p> <p>[...] Punto de Medición Fuera del Área Contractual. <i>El Punto de Medición podrá ubicarse fuera del Área Contractual de conformidad con lo dispuesto en la Normatividad Aplicable. En caso que se prevea que el Punto de Medición se compartirá con áreas bajo la operación de algún tercero,</i></p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

de los Instrumentos de Medida en paralelo esté fuera de operación.											
<p>IV. Calidad. El Operador Petrolero deberá garantizar la determinación de Calidad de los Hidrocarburos en el Punto de Medición.</p>				<p>IV. Calidad. El Operador Petrolero deberá garantizar la determinación de Calidad de los Hidrocarburos en el Punto de Medición, bajo la modalidad autorizada en el plan de desarrollo por medio de un cromatógrafo en línea, análisis en cromatógrafo de laboratorio u otras pruebas aplicables.</p> <p><i>La redacción propuesta permite que la determinación de la calidad no sea realizada físicamente sólo en el Punto de Medición. También se puede determinar mediante análisis en laboratorio u otras pruebas disponibles.</i></p>				<p><i>Considerar los escenarios donde no es factible tratar el crudo y por ende no será factible ponerlos en calidad como lo requiere el artículo 28</i></p>			<p>Por lo que hace al comentario de la AMEXHI, se reitera que la Comisión no establece obligación alguna para el uso de determinada tecnología.</p> <p>Asimismo, se indica que la Calidad no debe ser determinada en un punto distante al Punto de Medición.</p> <p>En relación con el comentario de AMESPAC, se señala que precisamente la nueva redacción del artículo 28 busca esa flexibilidad y, en su caso, el dictamen del programa o plan respectivo por parte de la Comisión ajusta casos específicos.</p>
<p>V. Computador de flujo. El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información sobre la configuración, cambios efectuados en la misma,</p>	<p>V. Computador de flujo. El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información sobre la</p>							<p><i>Proponer el uso de computadores de flujo redundantes para los puntos de medición.</i></p>			<p>Por lo que respecta al comentario de CIDESI, se indica que este resulta no procedente, en virtud de que los equipos son previamente validados en su fabricación, de conformidad con la normativa aplicable, así como cuando se realiza un diagnóstico a profundidad.</p> <p>En atención a lo anterior, las correcciones ya están dentro de tales algoritmos al solicitar los volúmenes netos a condiciones de referencia.</p> <p>En relación con el comentario de la AMESPAC, se señala que el uso de computadores de flujo redundantes en los Puntos de Medición resulta deseable y apegado a las mejores prácticas de la</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>alarmas, fallas y valores calculados. En todo momento, el Operador Petrolero deberá garantizar a la Comisión el acceso a dicho computador de flujo y, en su caso, a la red o plataforma informática que recaba esta información, sin costo alguno para ésta.</p>	<p>configuración, cambios efectuados en la misma, alarmas, fallas y valores calculados. En todo momento, el Operador Petrolero deberá garantizar a la Comisión el acceso a dicho computador de flujo y, en su caso, a la red o plataforma informática que recaba esta información, sin costo alguno para ésta.</p> <p><i>El computador debe considerar algoritmos para correcciones pertinentes de Flujo, Volumen, Densidad, Temperatura y Presión y los resultados de estos algoritmos deben ser evaluados y comprobados para asegurar la confiabilidad de la medición</i></p>										<p>industria. En cualquier caso, el resguardo del dato original, corresponde al Operador Petrolero y este deberá decidir lo conducente, dado que la normatividad específica contenida en el Anexo 2 de los Lineamientos no lo contempla.</p>
<p>Asimismo, el Operador Petrolero deberá dar aviso a la Comisión sobre los cambios o actualizaciones en las versiones del software utilizadas y de cualquier modificación o alteración al computador de flujo de conformidad con los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Artículo 20. Posibilidad de compartir el Punto de Medición. Dos o</p>									<p><i>Actualmente en las áreas que tienen actividades de extracción (principalmente</i></p>		<p>En relación con los cuestionamientos de Ombudsman Energía México, se señala que el artículo 19, fracción I de los</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

											<p>operación ele algún tercero, distintas al Área Contractual correspondiente, el Contratista deberá presentar para aprobación de la CNH un proyecto de acuerdo para el uso compartido de las instalaciones de conformidad con el Anexo 13. La CNH aprobará el acuerdo correspondiente entre las partes en términos de la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria.</p> <p>(Contrato No. CNH-RO I-L03-A9 /2015)</p> <p>Aunado a lo anterior, el artículo 20 de los Lineamientos vigentes establece con claridad la posibilidad de compartir el Punto de Medición entre dos o más Operadores Petroleros, lo que actualmente ya se lleva a cabo, y dependerá, en cada caso, de los respectivos análisis técnico-económicos y del Dictamen Técnico que en consecuencia emita la Comisión.</p>
I. El procedimiento para determinar los volúmenes y Calidad que corresponden a cada Operador Petrolero.											
Lo previsto en las fracciones anteriores será aplicable cuando un mismo Operador Petrolero utilice el mismo Punto de Medición al amparo de una Asignación o Contrato distinto.											
Capítulo III De la medición del volumen											
Artículo 21. De las generalidades. La Medición de los Hidrocarburos podrá llevarse a cabo en volumen o en masa, pero deberá ser reportada a la Comisión en los términos y					La definición de Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.	El artículo 21 permite reportar la medición en masa, sin embargo, en los artículos direccionados (11, 12 y 13) no indica que se puede reportar en masa.		Incluir corte de agua			En relación con los comentarios de la ASEA y CIATEQ , se señala que estos resultan no procedentes , en razón de que existen distintos tipos de mediciones (operacional, de referencia, fiscal, etc.) y si bien las mediciones operacionales o de referencia pueden llevarse a cabo en masa (aunque ello no resulta habitual), no ocurre lo mismo con la fiscal, por ejemplo. De ahí que se

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

condiciones señalados en los artículos 11, 12, 13 y demás artículos de los presentes Lineamientos que resulten aplicables.					<p><i>En este artículo se da la opción de que sea en masa, verificar</i></p> <p><i>Se sugiere homologar el requerimiento ya que en comentarios y artículos anteriores se restringe a que la medición sea solo volumétrica.</i></p>	<p><i>CIATEQ sugiere homogenizar en los artículos relacionados la forma en la que se podrá reportar la medición de hidrocarburos es decir volumen o masa.</i></p>					<p>haya homologado donde corresponde en el anteproyecto.</p> <p>Ahora bien, en relación con el comentario de la AMESPAC, se indica que artículo hace referencia a Medición de Hidrocarburos, lo que comprende la determinación de Calidad, que a su vez engloba el corte de agua.</p>
Los Instrumentos de Medida correspondientes a la temperatura, presión y densidad deberán cumplir con la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 y en términos del artículo 6 de los presentes Lineamientos.											
(Párrafo derogado)											
Artículo 22. De los patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición. Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, conforme a señalado por la Comisión en el Dictamen Técnico respectivo, el Operador Petrolero podrá utilizar Patrones portátiles, cuyos resultados de Medición de Hidrocarburos cuenten con Trazabilidad Metrológica a Patrones de Medida								<p><i>Considerar no solo el uso de probadores tipo tubería, incluir probadores tipo medidor maestro</i></p>			<p>En relación con el comentario de la AMESPAC, se indica que resulta no procedente, ya que es más recomendable el uso de un probador al medidor maestro, pues este requiere de calibración periódica por parte de un tercero.</p> <p>Aunado a lo anterior, se indica que, si se permitiera este, se tendría que permitir el uso de cualquier patrón en sitio, y por otra parte los patrones tipo tubería tienen menores incertidumbres y mejores resultados al momento de su uso, ya que estos son un patrón volumétrico dinámico que se comporta muy estable en el tiempo y las frecuencias de calibración son más cortas para el maestro que para el de tubería, por la propia naturaleza del cómo medir.</p> <p>En todo caso, la última parte de este párrafo contempla la opción de uso patrones portátiles en casos donde no resulte viable la instalación de un probador tipo tubería.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

nacionales o internacionales.											
<p>Artículo 23.</p> <p>III. Métodos: La medición del volumen de agua extraída de los pozos se podrá llevar a cabo de manera directa o indirecta. En la medición directa se podrán utilizar medidores multifásicos, justificando su uso por condiciones técnicas o económicas. La medición indirecta de agua se llevará a cabo mediante la generación de un aforo teórico diario de los volúmenes extraídos.</p>											<p>Agregar medidores magnéticos</p> <p>En relación con el comentario de la AMESPAC, se indica que resulta no procedente, ya que solo se especifica la tecnología multifásica por su incipiente (relativamente) incorporación a la industria. Fuera de ello no se recomienda alguna otra tecnología.</p> <p>Para poder incluir otras tecnologías, se deberá presentar todo el soporte de que estos han sido probados y cuáles son los resultados obtenidos, ya que hablamos de la determinación del agua en la mezcla total, o bien especificar si se refiere su uso en otro tipo de infraestructura como separadores, lo cual podría ser aplicable; sin embargo, esto quedaría inmerso en la redacción.</p>
<p>I. El Operador Petrolero deberá seleccionar los medidores multifásicos de acuerdo con las características de los fluidos, volúmenes a manejar y el costo beneficio o las condiciones técnicas u operativas del proceso, según corresponda.</p>											
<p>Artículo. 25. De la Medición de Gas Natural. El Operador Petrolero medirá y reportará a la Comisión el volumen del Gas Natural producido, aprovechado, reinyectado, sujeto a destrucción controlada y venteado, producto de las actividades de Exploración y de Extracción de Hidrocarburos,</p>										<p>Ver comentario de "destrucción controlada" arriba</p> <p>En relación con los cuestionamientos de Ombudsman Energía México, se informa que el procedimiento de destrucción controlada se encuentra previsto en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DTAGNA).</p> <p>Este procedimiento se define en el artículo 3, fracción VIII de la citada regulación como la "Destrucción Controlada: La Quema o Incineración de Gas Natural Asociado que no puede ser conservado o aprovechado, por razones técnicas o económicas y que se realiza conforme lo establecen las presentes</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

conforme a lo siguiente:											Disposiciones Técnicas y demás normativa aplicable.” En los presentes Lineamientos no se define todo su alcance, dado que el objetivo de estos es la cuantificación y cualificación de hidrocarburos, sino que, como ya se mencionó, este procedimiento forma parte de las señaladas DTAGNA.
I. Los medidores podrán ser de tipo intrusivo o no intrusivo y deberán ser seleccionados de acuerdo a los intervalos de flujo esperados, cumpliendo además con la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, aplicables de acuerdo con la tecnología utilizada.	I. Los medidores podrán ser de tipo intrusivo o no intrusivo (<u>especificar la clase de exactitud para el medidor no intrusivo</u>) y deberán ser seleccionados de acuerdo a los intervalos de flujo esperados, cumpliendo además con la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, aplicables de acuerdo con la tecnología utilizada.					<i>CIATEQ propone considerar dentro de la normatividad del Anexo 2 para medición de Gas Natural la "ISO TR 11583 Measurement of wet gas flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section ", con el propósito de proporcionar una normatividad a los sistemas de medición del sur del país, que pueden ser "Gas Húmedo", dicha norma establece requerimientos para poder medirlo y realiza la corrección del volumen derivado de esta condición.</i>					En relación con el comentario de CIDESI se indica que la “exactitud” deberá ser similar a la aplicación de un medidor intrusivo para garantizar la calidad de las mediciones. En su caso, se evaluará en cada plan o programa, ya el desempeño dependerá más de la condiciones y fluidos a medir que de la tecnología específica. Se toma en consideración el comentario de CIATEQ y se adiciona el Anexo 2: ISO TR 11583 Medición de flujo de gas húmedo mediante dispositivos de presión diferencial insertados en sección transversal circular. Measurement of wet gas flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section.
III. Salvo lo dispuesto en la fracción anterior, la Medición Operacional y de Referencia del Gas Natural podrá ser directa o indirecta, en forma continua o intermitente.											
IV. En todos los casos se deberá determinar la composición química del Gas Natural, ya sea por muestreo y su posterior análisis de laboratorio o por analizadores											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>continuos. Dicha información deberá ser remitida a la Comisión mensualmente, y conforme al formato establecido para tal efecto en el Anexo 1.</p>											
<p>V. Derogado.</p>											
<p>VI. El Operador Petrolero deberá reportar el Gas Natural producido, reinyectado y el que sea sujeto a destrucción controlada, conforme al artículo 10, fracción II, inciso c) de los presentes Lineamientos.</p>									<p><i>Ver comentario de "destrucción controlada" arriba</i></p>		<p>En relación con los cuestionamientos de Ombudsman Energía México, se informa que el procedimiento de destrucción controlada se encuentra previsto en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DTAGNA).</p> <p>Este procedimiento se define en el artículo 3, fracción VIII de la citada regulación como la "Destrucción Controlada: La Quema o Incineración de Gas Natural Asociado que no puede ser conservado o aprovechado, por razones técnicas o económicas y que se realiza conforme lo establecen las presentes Disposiciones Técnicas y demás normativa aplicable."</p> <p>En los presentes Lineamientos no se define todo su alcance, dado que el objetivo de estos es la cuantificación y cualificación de hidrocarburos, sino que, como ya se mencionó, este procedimiento forma parte de las señaladas DTAGNA.</p>
<p>VII. El nivel de Incertidumbre de Medida del Gas Natural para efectos de quema no podrá ser mayor al 5%. En este supuesto, la Comisión considerará la posible intermitencia del flujo del Gas Natural en el Dictamen Técnico, lo cual podrá afectar el porcentaje referido. En los casos en los que el aprovechamiento y</p>		<p><i>Observación: Aún existe la expresión "quema" en el texto original.</i></p>									<p>En relación con el comentario del IMP, este se considera procedente y se modifica la redacción para quedar como sigue:</p> <p>VII. El nivel de Incertidumbre de Medida del Gas Natural para efectos de quema destrucción controlada no podrá ser mayor al 5%. En este supuesto, la Comisión considerará la posible intermitencia del flujo del Gas Natural en el Dictamen Técnico, lo cual podrá afectar el porcentaje referido. En los casos en los que el aprovechamiento y la reinyección tengan efectos fiscales o comerciales, los niveles de Incertidumbre de Medida no podrán ser mayores al 1%.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>la reinyección tengan efectos fiscales o comerciales, los niveles de Incertidumbre de Medida no podrán ser mayores al 1%.</p>											
<p>Lo anterior, sin perjuicio de lo que establezca la regulación que emita la Comisión en la materia de aprovechamiento de Gas Natural, y la regulación de otras autoridades que resulte aplicable.</p>											
<p style="text-align: center;">Capítulo IV De la determinación de la Calidad</p>											
<p>Artículo 26. De la determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos proveniente de los pozos o de los separadores. Para cada corriente proveniente de los pozos o de los separadores se deberá contar con información de los fluidos extraídos o producidos, a efectos de determinar, entre otros, su densidad, salinidad, contenido de azufre y agua, los cuales serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente.</p>			<p>Artículo 26. De la determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos proveniente de los pozos o de los separadores. Para cada corriente proveniente de los pozos o de los separadores se deberá contar con información de los fluidos extraídos o producidos, a efectos de determinar, entre otros, su densidad, salinidad y contenido de azufre y agua, los cuales serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente</p>							<p>En relación con el comentario de AMEXHI, se señala que el mismo resulta no procedente, en razón de que resulta conveniente la determinación del contenido de azufre por las siguientes razones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Es un precursor de agentes (o agentes directos) nocivos y tóxicos para el personal operativo, que pueden poner en riesgo su vida. 2. Su mezclado con agua pone en riesgo la integridad mecánica de ductos y equipos, con los posibles incidentes que ello pueda ocasionar. 3. Su falta de diagnóstico puede contaminar corrientes no amargas y generar un detrimento en su Calidad. 4. Es un parámetro que también se involucra en la determinación de precios, por lo tanto, debe ser reportado 	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				Se propone eliminar el contenido de azufre a nivel de pozos. El contenido de azufre es determinado a nivel de transferencia y/o fiscal en términos comerciales.							
<p>Artículo 27. De la determinación de la Calidad del Gas Natural procedente de pozos o de los separadores. Para cada corriente de Gas Natural proveniente de los pozos o de los separadores se deberá determinar, entre otros, la densidad, humedad y su composición química, incluyendo impurezas, mismas que serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente.</p>											
<p>El Poder Calorífico del Gas Natural en su totalidad deberá determinarse en base seca a partir de la composición obtenida por análisis cromatográfico, por un analizador automático o mediante calorímetro.</p>				<p>El Poder Calorífico del Gas Natural en su totalidad deberá determinarse en base seca a partir de la composición obtenida por análisis cromatográfico, por un analizador automático o mediante calorímetro muestreo en sitio y análisis en laboratorio.</p> <p><i>Se elimina en base seca por consistencia con</i></p>							<p>En relación con el comentario de la AMEXHI, se realiza el siguiente análisis:</p> <p>No resulta procedente lo relativo a la base seca, ya que la normativa aplicable a la determinación de condensables y equivalente energético, prevista en el Anexo 2, recomienda el uso de esta base para los correspondientes cálculos.</p> <p>Se puntualiza que dicha normativa la constituye el estándar API MPMS 14.5. Cálculo del valor calorífico bruto, densidad relativa, compresibilidad y el contenido teórico de hidrocarburos líquidos para una mezcla de gas natural para transferencia de custodia (Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer)</p> <p>Por otra parte, se considera procedente el comentario de AMEHI relativo a la</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				la definición de Poder Calorífico. Se incluye la opción de determinación por estudios de laboratorio						técnica de determinación y se modifica el anteproyecto para quedar como sigue: El Poder Calorífico del Gas Natural en su totalidad deberá determinarse en base seca a partir de la composición obtenida por análisis cromatográfico, por un analizador automático o mediante calorímetro la obtención de una muestra representativa del fluido a analizar en sitio y análisis en laboratorio debidamente acreditado.
<p>Artículo 28. De la Calidad en el Punto de Medición. Los Hidrocarburos por medir en el Punto de Medición deberán cumplir con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que emita la Comisión.</p> <p>I. Los Hidrocarburos a que se hace mención en el primer párrafo de este artículo, deberán cumplir con al menos los siguientes parámetros:</p> <p>a) Hidrocarburos líquidos en tanques y ductos, incluyendo condensados:</p> <p>i. Contenido de agua y sedimentos menor a 2% en volumen;</p> <p>ii. Contenido de azufre, menor al 5% de masa, y</p> <p>iii. Presión de Vapor Reid (PVR) máxima de 6.0 lb/in².</p>				<p>No obstante lo anterior, se eximirá del cumplimiento de los parámetros de los Hidrocarburos establecidos en los apartados I. a) y/o I. b) en los siguientes casos: (i) si los puntos de medición de los cuales provienen los Hidrocarburos: a) no tienen conexión y/o no se encuentran integrados con el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural y/o con otro sistema de transporte existente o que se cree en el futuro; o b) no tienen como destinatario un usuario final que adquiera los Hidrocarburos para su consumo, en cuyo caso la Comisión en el Dictamen Técnico</p>	<p>Se sugiere modificar la redacción</p> <p>I. La calidad de los Hidrocarburos deberá cumplir con al menos, los siguientes parámetros:</p> <p>a)...</p> <p>Modificar la redacción Fuente: (Predeterminada) +Cuerpo (Calibr), 11 pto, Sin Negrita (Los Hidrocarburos a que se hace mención en el primer párrafo de este artículo, deberán cumplir con al menos los siguientes parámetros:)</p> <p>Ajustar redacción (No obstante lo anterior,)</p>		<p>No aplican para todos los puntos de medición ya que en las baterías los hidrocarburos no han sido procesados</p>	<p>Se sugiere proporcionar criterios objetivos para aplicar esta excepción. "si el Operador Petrolero, en los planes o programas respectivos, prevé comercializar los Hidrocarburos sin los requisitos de Calidad previstos en la fracción I del presente artículo, la Comisión en el Dictamen Técnico podrá eximir su cumplimiento, si a su consideración concurren condiciones técnicas, económicas y/o contractuales suficientes."</p>	<p>En relación con los comentarios vertidos por la AMEXH, se señala que los incisos en rojo a) y b) resultan no procedentes ya que los escenarios propuestos desligan a los Operadores de su responsabilidad de procesar los hidrocarburos y maximizar el valor de estos.</p> <p>La liberación total de Calidad puede conllevar el detrimento del precio de los hidrocarburos y, por ende, de los ingresos que el Estado perciba por la venta de éstos.</p> <p>Cabe señalar que los dos párrafos finales del artículo dan una opción a los Operadores Petroleros de, en su caso, establecer escenarios de liberación a conveniencia de las partes.</p> <p>Respecto del comentario de la ASEA, se indica que la redacción del anteproyecto vincula al primer párrafo el cual establece el sitio donde se deberán acatar las condiciones de Calidad.</p> <p>En cuanto al comentario realizado por la AMESPAC, se indica que es correcto lo que se indica, y por eso mismo el primer párrafo del artículo a la letra establece que: "Los Hidrocarburos por medir en el Punto de Medición deberán cumplir con las características de Calidad."</p> <p>Resulta procedente el comentario vertido por la ANADE y se modifica la redacción del anteproyecto para quedar como sigue:</p> <p>[...] No obstante lo anterior, si el Operador Petrolero prevé escenarios de</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>b) Gas Natural:</p> <p>i. Contenido de agua (H₂O), máximo 110 mg/m³;</p> <p>ii. Concentración de ácido Sulfhídrico (H₂S) máximo 2.3% mol;</p> <p>iii. Contenido de bióxido de carbono (CO₂), máximo 3% mol, y</p> <p>iv. Contenido de nitrógeno (N₂), máximo 12% mol.</p> <p>II. Adicionalmente a lo establecido en la fracción anterior, el Operador Petrolero deberá reportar a la Comisión las siguientes características de los Hidrocarburos a medir en el Punto de Medición:</p> <p>a) Hidrocarburos líquidos en tanques y ductos, incluyendo condensados:</p> <p>i. Densidad Relativa (°API);</p> <p>ii. Ácido Sulfhídrico (H₂S) (ppm), y</p> <p>iii. Contenido de sal (lb/Mbl).</p> <p>b) Gas Natural:</p> <p>i. Azufre total (mg/m³), y</p> <p>ii. Poder Calorífico Superior (BTU/ft³);</p> <p>No obstante lo anterior, si el Operador Petrolero, en los planes o programas respectivos, prevé comercializar los</p>				<p>aprobará los parámetros de Calidad que sean acordados entre las partes vinculadas a un determinado Punto de Medición o los que el Operador Petrolero acuerde en sus contratos de comercialización, sin perjuicio de la facultad de la Comisión de requerir la información adicional que considere necesaria;</p> <p>(ii) si el Operador Petrolero, en los planes o programas respectivos, prevé comercializar los Hidrocarburos sin los requisitos de Calidad previstos en la fracción I del presente artículo, en cuyo caso la Comisión en el Dictamen Técnico podrá eximir su cumplimiento si a su consideración concurren condiciones técnicas, económicas y/o contractuales suficientes. Ello sin perjuicio de la obligación del Operador Petrolero de reportar las características de Calidad de los</p>							<p>Producción, que propicien la maximización del valor los Hidrocarburos extraídos, su manejo y venta, propondrá a la Comisión en los planes o programas respectivos, comercializar los Hidrocarburos sin los requisitos de Calidad previstos en la fracción I del presente artículo. La Comisión en el correspondiente Dictamen Técnico podrá eximir su cumplimiento, si a su consideración concurren condiciones técnicas, económicas y contractuales suficientes. [...]</p>
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Hidrocarburos sin los requisitos de Calidad previstos en la fracción I del presente artículo, la Comisión en el Dictamen Técnico podrá eximir su cumplimiento, si a su consideración concurren condiciones técnicas, económicas y/o contractuales suficientes.</p> <p>Ello sin perjuicio de la obligación del Operador Petrolero de reportar las características de Calidad de los Hidrocarburos detalladas en este artículo.</p>				<p>Hidrocarburos detalladas en este artículo.</p> <p><i>El nuevo texto propuesto es un avance porque contempla eximir el cumplimiento por excepción, el objetivo de la inclusión de este tercer supuesto es no tratar como excepción la realidad de muchos operadores que hoy están entregando su producción en una infraestructura compartida.</i></p> <p><i>Estos operadores requieren que su medición antes de este punto antes de entrar a la infraestructura compartida sea fiscal, para no cargar con diferencias originadas por otros usuarios de la infraestructura que no tienen sus puntos de medición adecuados en términos de incertidumbre.</i></p>							
<p>Artículo 29. De la determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos en los Puntos de Medición. Para determinar la Calidad de los Hidrocarburos líquidos en los Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá contar con los Instrumentos de Medida, necesarios para la determinación de la</p>								<p><i>Definir a partir de que grados API aplica.</i></p>			<p>En relación con el cuestionamiento de la AMESPAC se señala que para todos los hidrocarburos en fase líquida.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>densidad y el contenido de agua en cada Punto de Medición, de conformidad al Anexo 2 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Adicionalmente, el Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis de laboratorio en cada Punto de Medición por medio del cual se determine, al menos, el contenido de agua, la densidad relativa en grados API y la cantidad de azufre y la viscosidad.</p>				<p><i>¿Cómo se reportará en los puntos de medición que son compartidos?</i></p>							<p>En relación con el cuestionamiento de la ASEA, se informa que existen acuerdos de medición que rigen estos reportes, mismos que son revisados y aprobados por la Comisión, en términos del artículo 20 de los Lineamientos.</p>
<p>En adición a lo anterior, en el Dictamen Técnico la Comisión podrá requerir que se determinen otros elementos, así como la frecuencia con la que éstos se analicen.</p>											
<p>Artículo 30. Del muestreo de los Hidrocarburos líquidos en el Punto de Medición. El Operador Petrolero deberá contar con un sistema de muestreo automático proporcional a los volúmenes medidos, que permita que las muestras obtenidas representen la composición de los fluidos. Dicho sistema de muestreo, así como su instalación y operación deberá cumplir con la normativa que</p>							<p><i>Definir si aplica a los puntos de transferencia o aplica a todos los puntos de medición.</i></p> <p><i>Técnicamente es muy complicado muestrear automáticamente cuando el fluido no está estabilizado.</i></p>				<p>Sobre el cuestionamiento de la AMESPAC, se indica que solo aplica en Puntos de Medición.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>resulte aplicable o, en su defecto, con los estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Cuando por cuestiones técnicas u operativas no pueda llevarse a cabo el muestreo automático, el muestreo se deberá realizar de forma manual conforme a la normativa o, en su defecto, con los estándares referidos en el Anexo 2 y en los términos señalados en el artículo 6 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Artículo 31. De la determinación de la calidad del Gas Natural en los Puntos de Medición. Para determinar la calidad del Gas Natural en los Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá contar con los Instrumentos de Medida, continuos o en línea, necesarios para la determinación de las características y propiedades a las que hace referencia la fracción I, inciso b) y la fracción II, inciso b) del artículo 28 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Artículo 32. Los análisis referidos en el artículo anterior se deberán llevar a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.</p>											
<p>Capítulo V De los Balances</p>											
<p>Artículo 34. De la elaboración de los Balances. El Operador Petrolero deberá realizar Balances desde el pozo hasta el Punto de Medición, así como en los puntos de Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia, de tal forma que se conozcan las entradas, salidas y acumulaciones de Hidrocarburos, agua u otros no Hidrocarburos en los procesos.</p>								<p><i>Agregar que están definidas en el artículo 11</i></p>			<p>Sobre el comentario de la AMESPAC, se señala que el mismo resulta no procedente, en razón de que ya se establece en el artículo 11 de los Lineamientos que toda la información es entregada a condiciones de referencia.</p>
<p>Cada uno de los Balances que realice el Operador Petrolero deberá contar con su correspondiente procedimiento y metodología en función de los fluidos, procesos y las mediciones directas disponibles de Transferencia, Operacional, de Referencia, Fiscal y en el Punto de Medición, de forma tal que permita determinar las características generales del Balance realizado y sus resultados. Los Balances deben ser realizados en modo de masa o en modo volumen, a condiciones de</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

referencia y por cada tipo de fluido, tales como Hidrocarburos líquidos, Gas Natural, agua, nitrógeno y otros no Hidrocarburos.											
En el caso de que el Punto de Medición sea compartido, el Operador Petrolero debe asegurar que existe Medición de Transferencia, Operacional o de Referencia en su Área de Asignación o Área Contractual para sustentar los datos utilizados en los Balances.											
Artículo 35. De los elementos que se deben considerar en el Balance. El Balance deberá incluir los parámetros establecidos en los formatos de Balance del Anexo 1, entre los que se generalizan los siguientes elementos:											
VIII. Volumen en el Punto de Medición, de Transferencia, Referencia y Operacional;	VIII. Volumen <u>o masa</u> en el Punto de Medición, de Transferencia, Referencia y Operacional;										Respecto del comentario realizado por CIDESI , este resulta no procedente , pues si bien se podría aceptar “masa” por las mediciones de referencia y operacionales, los Balances solicitados en el Anexo 1 son volumétricos. Por ende, resulta poco práctico usar 2 dimensiones.
Artículo 36. Medición derivada de pruebas de pozos en las etapas de Exploración, evaluación, y transición. Cuando exista producción comercial de Hidrocarburos derivada de pruebas de pozos en las	Artículo 36. Medición derivada de pruebas de pozos en las etapas de Exploración, evaluación, y transición. Cuando exista producción comercial de				<i>Especificar (planes o programas que se sometan a aprobación de la Comisión)</i>	Artículo 36. Medición derivada de pruebas de pozos en las etapas de Exploración, evaluación, y transición. Cuando exista producción comercial de					En relación con el comentario vertido por CIDESI , se señala que actualmente no se realizan reportes, comercializaciones o mediciones finales en masa, por lo que no resulta procedente en la práctica la utilización de tal magnitud. Respecto del comentario de la ASEA , se indica que la referencia es relativa a todos los planes y programas que regula la CNH.

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>actividades de exploración, evaluación y transición, los volúmenes de producción deberán ser medidos por el Operador Petrolero como parte de los respectivos planes o programas que se sometan a aprobación de la Comisión, para lo cual el Operador Petrolero, deberá presentar a la Comisión un Punto de Medición provisional, en los términos previstos en el artículo 42 Bis de los presentes Lineamientos, considerando que las etapas de Exploración quedarán exentas de la fracción IV del artículo 42 Bis.</p>	<p>Hidrocarburos derivada de pruebas de pozos en las actividades de exploración, evaluación y transición, los volúmenes y masa de producción deberán ser medidos por el Operador Petrolero como parte de los respectivos planes o programas que se sometan a aprobación de la Comisión, para lo cual el Operador Petrolero, deberá presentar a la Comisión un Punto de Medición provisional, en los términos previstos en el artículo 42 Bis de los presentes Lineamientos, considerando que las etapas de Exploración quedarán exentas de la fracción IV del artículo 42 Bis.</p>					<p>Hidrocarburos derivada de pruebas de pozos en las actividades de exploración, evaluación y transición, los volúmenes de producción deberán ser medidos por el Operador Petrolero como parte de los respectivos planes o programas que se sometan a aprobación de la Comisión, para lo cual el Operador Petrolero, deberá presentar a la Comisión un Punto de Medición provisional, en los términos previstos en el artículo 42 Bis de los presentes Lineamientos, considerando que las etapas de Exploración quedarán exentas de la fracción IV del artículo 42 Bis.</p> <p>CIATEQ sugiere ajustar la redacción agregando un punto:</p> <p>El operador petrolero podrá solicitar a la comisión el no cumplimiento de alguno de los puntos establecidos en</p>					<p>En cuanto al comentario de CIATEQ, resulta no procedente, pues se señala que en este caso solo se pide el cumplimiento del artículo 42 BIS, que a su vez plantea el cumplimiento de requisitos mínimos de carácter informativo.</p> <p>Para casos donde se producen o generan volúmenes considerables, es decir producciones más regulares se requiere la información y reportes más completos, regulares y oficiales, por lo que no es posible poner a consideración la obligación</p>
---	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

						<p>el artículo 42, siempre y cuando presente un análisis técnico económico, definiendo específicamente e la razón de no poder cubrirlo, desde el punto operativo y económico, indicando su impacto en la incertidumbre. El análisis debe ser entregado a la comisión para su revisión y aceptación.</p> <p>Justificación cambio artículo 36.</p> <p>Con base en la normatividad aplicada en otros países, como por ejemplo Noruega en Mar del Norte (NORSOK I-106 Fiscal metering systems for hydrocarbon liquid and gas), ellos consideran viable que, en el caso de que el operador no pueda cubrir algunas de las obligaciones establecidas, este justifique el no cumplimiento de uno de los requerimientos normativos mediante un análisis técnico-económico que incluya la problemática a nivel de proceso, así como las implicaciones económicas (análisis de sensibilidad y</p>					
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

						evaluación de riesgos), lo anterior considerando el impacto en la incertidumbre de la medición.					
Asimismo, los Operadores Petroleros se sujetarán a lo previsto en los artículos 8, 10, 34, y 35 de los presentes Lineamientos.				Asimismo, los Operadores Petroleros se sujetarán a lo previsto en los requerimientos aplicables de los artículos 8, 10, 34, y 35 de los presentes Lineamientos, dependiendo de la información que el operador tenga disponible, dada la corta duración de algunos eventos. <i>Debido a la corta duración de los eventos, puede que el operador no tenga toda la información que requieren los artículos 8, 10, 34 y 35, por lo que recomendamos que se elimine este requerimiento, o se permita presentar solo la información disponible.</i>							En relación con el comentario realizado por la AMEXHI , resulta no procedente en razón de que, en este caso todos los artículos resultan de aplicación, ya que son requerimientos informativos de la operación de la Medición, así como de la entrega y recepción de los Hidrocarburos.
Capítulo VI De los niveles de Incertidumbre de Medida											
Artículo 37. De la estimación de las Incertidumbres de Medida. El Operador Petrolero deberá reportar la Incertidumbre Expandida de	Artículo 37. De la estimación de las Incertidumbres de Medida. El Operador Petrolero deberá reportar la				¿Se contará con algún respaldo técnico?						En relación con el comentario realizado por CIDESI , se estima parcialmente procedente y se modifica la redacción del anteproyecto para quedar como sigue: Artículo 37. De la estimación de las Incertidumbres de Medida. El

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Medida U en el Punto de Medición, así como en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.</p>	<p>Incertidumbre Expandida de Medida U <u>con factor de cobertura $k=2$</u> en el Punto de Medición, así como en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.</p>										<p>Operador Petrolero deberá reportar la Incertidumbre Expandida de Medida U en el Punto de Medición, así como en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia de conformidad con las referencias normativas contenidas en el Anexo 2.</p> <p>Respecto del cuestionamiento de la ASEA, se señala que el respaldo técnico lo constituyen los presupuestos de incertidumbre determinados en las referencias normativas contenidas en el Anexo 2.</p>
<p>Para estimar la Incertidumbre Expandida de Medida U, se deberá calcular la Incertidumbre de Medida típica de cada una de las variables de entrada, así como la Incertidumbre típica del Mensurando.</p>	<p>Para estimar la Incertidumbre Expandida de Medida U, se deberá calcular la Incertidumbre <u>combinada, así como los coeficientes de sensibilidad de cada variable del Modelo matemático aplicable al Mensurando. Así como la incertidumbre de Medida típica o estándar de cada una de las variables de entrada.</u></p> $U_{combinada} = 2 * \sqrt{\sum \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} * U_{x_i}\right)^2}$			<p>(se añade párrafo)</p> <p>El Operador Petrolero deberá enviar como parte de la documentación que soporta el valor de Incertidumbre en el o los Sistemas de Medición, la documentación que ampare el valor de incertidumbre al menos en el Punto de Medición cuando este sea compartido entre dos o más operadores, siendo los siguientes:</p> <p>El operador Petrolero deberá enviar como parte de la documentación que soporta el valor de Incertidumbre en el Sistema de Medición, la documentación que ampare el valor de incertidumbre, siendo los siguientes:</p>							<p>El comentario realizado por CIDESI resulta no procedente, en virtud de que los coeficientes de sensibilidad deben ser parte de la estimación de incertidumbre expandida, dado que estiman el grado de influencia, de alguna fuente de incertidumbre, sobre el mensurando.</p> <p>Dicha estimación de incertidumbre se realizará de conformidad con la normativa prevista en el Anexo 2, en particular, las normas ISO GUM y la NMX-CH-140-IMNC.</p> <p>Por cuanto hace al comentario vertido por la AMEXHI, este resulta no procedente, ya que los menesteres de compartir un Punto de Medición ya están descritos en el artículo 20, en el que se establecen los alcances, procedimientos, obligaciones y responsabilidades para este proceso.</p> <p>El contenido propuesto en los incisos I, II y III, son parte de la Gestión y Gerenciamiento de las mediciones y que a su vez es evaluada y supervisada en todos los Puntos de Medición, individuales o compartidos.</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				<p>I. Certificados de calibración de las variables que influyen en el Sistema de Medición.</p> <p>II. Presupuesto de incertidumbre con al menos las siguientes identificaciones:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Fecha.b. Identificación del Sistema de Medición.c. Tipo de Servicio.d. Tipo de Hidrocarburos.e. Tipo de Tecnología de Medición.f. Tipo de Medición (Fiscal, Transferencia, Referencia u Operacional).g. Nombre y firma de quien elabora y avala.h. Todas las variables de influencia en el								
--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				<p>sistema de Medición.</p> <p>i. Apartado de observaciones y consideraciones en el presupuesto o de incertidumbre.</p> <p>III. Comprobante o reporte de medición sobre el que se realiza el presupuesto de incertidumbre.</p> <p><i>Es indispensable para cualquier estimación de incertidumbre en el ramo industrial que sea, que los presupuestos de incertidumbre tengan su correspondiente soporte sobre el que se estima dicho valor.</i></p> <p><i>Con mayor animo e importancia en el ramo de oil and gas, se vuelve más fundamental que cualquier presupuesto de incertidumbre tenga la información necesaria que respalde el resultado. En sentido estricto se debe de fundamentar dichos valores de incertidumbre que le den certeza a la Comisión que se tiene conocimiento del</i></p>							
--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

				<p>tema, pero por sobre todo que el valor resultante este correctamente estimado.</p> <p>La Comisión debe evaluar completamente la información anexa a un presupuesto de incertidumbre, lo cual le debe de dar garantía que el valor estimado viene de fuentes con trazabilidad y confiabilidad.</p>							
<p>Artículo 38. De la Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición. La capacidad de Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición, expresada en términos de Incertidumbre de Medida, no podrá ser mayor a 0.30% para el Petróleo y condensados, y de 1% para el Gas Natural.</p>									<p>Para los puntos operacionales en baterías y estaciones de compresión, así como los referenciales, al no estar empleados en partes del proceso donde el fluido es de una sola fase, la incertidumbre del sistema será mayor, es importante definir un valor más alto para estos sistemas</p>		<p>Respecto del comentario realizado por la AMESPAC, se señala que tal apreciación es correcta, y al momento solo se hace la exigencia de un nivel determinado de incertidumbre en el Punto de Medición.</p>
<p>Capítulo VII De las normas y estándares nacionales e internacionales</p>											
<p>Artículo 41. De las normas y estándares nacionales e internacionales. Para la instrumentación de los Mecanismos de Medición, el Operador Petrolero deberá aplicar la normativa y estándares nacionales que correspondan.</p>									<p>¿Qué pasa si los estándares internacionales marcan prácticas diferentes a las realizadas a nivel nacional o no concuerdan con los lineamientos aplicables en el país?</p>		<p>En relación con el cuestionamiento planteado por Ombudsman Energía México, se señala que en el propio artículo se determina la prelación de cumplimiento, al establecerse que el Operador deberá dar cumplimiento a la normativa y estándares nacionales y solo en caso de que no exista normativa nacional, se podrán aplicar los estándares internacionales.</p> <p>Asimismo, se indica que la normativa nacional está alineada con los estándares internacionales.</p>
<p>En caso de no existir normativa nacional</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>se podrán aplicar estándares internacionales, conforme se señala en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, tomando en cuenta lo señalado en el artículo 6 de los mismos, y en relación con los siguientes procesos:</p>											
<p>V. Determinación de la Calidad de los Hidrocarburos:</p>											
<p>Título III De la aprobación y de la verificación de los Mecanismos de Medición</p>											
<p>Capítulo I De los requerimientos</p>											
<p>Artículo 42. De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión, además de lo previsto en el artículo 19 de los presentes Lineamientos, la información siguiente:</p>											
<p>IV. Ubicación de los Instrumentos de Medida. Propuesta de ubicación para la instalación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la Medición de Hidrocarburos en el</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

Punto de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, y su justificación.											
VIII. Incertidumbre de Medida. Modelo de presupuesto de Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia, elaborado con base en lo dispuesto en los artículos 37, 38, 39 y 40 de los presentes Lineamientos											
XI. Programa de Auditorías y Diagnósticos. Planeación y programación anual de Auditorías y Diagnósticos, en términos de lo previsto en los artículos 57 y 58 de los presentes Lineamientos.		<i>Observación: Las Auditorías las realiza la Comisión en sus labores de Supervisión, cuando lo estime conveniente, ¿cómo es que el operador podría determinar el programa de Auditorías correspondiente?</i>								En relación con el comentario del IMP , se señala que las Auditorías, desde su definición en los Lineamientos, no constituyen solo acciones de supervisión por parte de la Comisión, sino que se trata de un proceso integral, sistemático, independiente y documentado para la revisión, validación y evaluación del cumplimiento, encaminada a la prevención de riesgos, e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición, en el que también participa el Operador Petrolero a través de las Auditorías de primera parte. En este sentido, el Operador programará sus auditorías o diagnósticos conforme sus programas de trabajo, cuando considere conveniente, solo teniendo en cuenta lo previsto en el artículo 58 de los Lineamientos, que establece que: “El Operador Petrolero deberá realizar Diagnósticos cuando menos una vez al año o a requerimiento de la Comisión.”	
[Párrafo derogado]											
[Párrafo derogado]											
[Párrafo derogado]											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Artículo 42 Bis. Del Punto de Medición provisional. Tratándose de Asignaciones y Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición incluyendo aquellos que se desarrollen en un programa de evaluación así como los derivados de un proceso de migración, de licitación o bien de producción temprana, conforme a los planes o programas respectivos, el Operador Petrolero, deberá presentar a consideración de la Comisión, dentro del plan o programa correspondiente, una propuesta de Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.</p>			<p>Aunque podría ser obvio, mencionar que dicho Punto de Medición provisional deberá estar ubicado dentro del área de Asignación o Contractual, ya que no se enumera en el presente Artículo.</p> <p>El título de Asignación y el Contrato vigente solo autoriza realizar actividades dentro de las áreas señaladas en los mismos.</p> <p>Lo anterior derivado del Término y Condición Primero, así como del Anexo 1 de los Títulos de Asignación, en donde se establece el área en la que el Asignatario podrá realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, las actividades del contratista están restringidas al área contractual conforme lo señala el propio Contrato y su Anexo 1.</p>								<p>En relación con los comentarios de la SENER, se señala que el artículo 19, fracción I de los vigentes Lineamientos, que a la letra dispone:</p> <p>Artículo 19. De los Sistemas de Medición en el Punto de Medición. Respecto del Punto de Medición, el Operador Petrolero se sujetará a lo siguiente:</p> <p>I. Ubicación. El Punto de Medición podrá ubicarse dentro o fuera del Área Contractual o del Área de Asignación, según lo determine la Comisión.</p> <p>Asimismo, en el caso de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, la cláusula denominada "Medición y recepción de los Hidrocarburos netos" contienen redacciones como las que se advierten a continuación:</p> <p>[...] Punto de Medición Fuera del Área Contractual. El Punto de Medición podrá ubicarse fuera del Área Contractual de conformidad con lo dispuesto en la Normatividad Aplicable. En caso que se prevea que el Punto de Medición se compartirá con áreas bajo la operación de algún tercero, distintas al Área Contractual correspondiente, el Contratista deberá presentar para aprobación de la CNH un proyecto de acuerdo para el uso compartido de las instalaciones de conformidad con el Anexo 10. La CNH aprobará el acuerdo correspondiente en términos de la Normatividad Aplicable.</p> <p>(Contrato No. CNH-R03-L01-G-TMV03/2018, cláusula 13.5)</p> <p>O bien:</p> <p>[...] Punto de Medición Fuera del Área Contractual. El Contratista podrá solicitar, o la CNH podrá requerir, derivado del Plan de Desarrollo correspondiente, que el Punto de Medición se ubique fuera del Área Contractual. En caso que se</p>
--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

											<p>prevea que el Punto de Medición se compartirá con áreas bajo la operación de algún tercero, distintas al Área Contractual correspondiente, el Contratista deberá presentar para aprobación de la CNH un proyecto de acuerdo para el uso compartido de las instalaciones de conformidad con el Anexo 13. La CNH aprobará el acuerdo correspondiente entre las partes en términos de la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria.</p> <p>(Contrato No. CNH-RO I-L03-A9 /2015)</p> <p>Aunado a lo anterior, el artículo 20 de los Lineamientos vigentes establece con claridad la posibilidad de compartir el Punto de Medición entre dos o más Operadores Petroleros, lo que actualmente ya se lleva a cabo, y dependerá, en cada caso, de los respectivos análisis técnico-económicos y del Dictamen Técnico que en consecuencia emita la Comisión.</p>
<p>En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:</p>				<p>En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:</p> <p><i>El término "cuando menos" crea incertidumbre regulatoria, y podría dar lugar a muchos más requerimientos innecesarios a criterio de cada persona. Sugerimos eliminar esa parte.</i></p>							<p>Resulta no procedente el comentario vertido por la AMEXHI, ya que el artículo busca establecer requerimientos mínimos a presentar por parte de los Operadores.</p>
<p>I. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>II. El Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta del Operador Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los presentes Lineamientos;</p>											
<p>III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, y</p>	<p>III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen <i>o masa</i>, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, y</p>										<p>En relación con el comentario de CIDESI, se señala que este resulta no procedente, puesto que actualmente no se realizan reportes, comercializaciones o mediciones finales en masa, por lo que no resulta procedente en la práctica la utilización de tal magnitud.</p>
<p>IV. El programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional.</p>											
<p>Artículo 42 Ter De la aprobación del Punto de medición Provisional. La Comisión resolverá respecto de la propuesta de Punto de Medición provisional, a que hace referencia el primer párrafo del artículo anterior, en un plazo no mayor a 40 días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente a la recepción de la misma. Para lo cual verificará la</p>								<p><i>¿Cuál es el procedimiento para verificar "suficiencia" y "congruencia" evitando la discrecionalidad?</i></p>		<p>En relación con el cuestionamiento planteado por Ombudsman Energía México, se indica que el procedimiento está inmerso en la revisión que realiza la Comisión, tomando en consideración el significado de los términos empleados.</p> <p>Así, tenemos que "suficiencia" hace alusión a la conformidad de un requisito o documento establecido en el Lineamiento,</p> <p>Por su parte, "congruencia" es la correlación coherente entre parámetros, magnitudes o documentos.</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>suficiencia y congruencia de la propuesta y en su caso, considerará la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición provisional.</p>											
<p>Dentro del plazo establecido en el párrafo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta 10 días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la propuesta para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero para que, dentro de un plazo de 10 días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda.</p>											
<p>Transcurrido el plazo otorgado para la atención de la prevención sin que se reciba respuesta o, recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión desechará el trámite, dejando a salvo el derecho de los Operadores Petroleros para presentar nuevamente la</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

propuesta que corresponda.											
<p>Artículo 42 Quater. De la modificación del Punto de Medición provisional. El Operador Petrolero podrá presentar para aprobación de la Comisión, modificaciones a su Punto de Medición provisional aprobados por la Comisión, previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los Planes respectivos, de conformidad con lo previsto en el primer párrafo del artículo 42 Bis de los presentes Lineamientos, atendiendo el procedimiento del artículo 53 de los presentes Lineamientos y adjuntando el comprobante de pago de aprovechamientos y adjuntando el comprobante de pago de aprovechamientos.</p>											
<p>Artículo 42 Quintus. De la información a reportar. El Operador Petrolero que cuente con un Punto de Medición provisional aprobado en términos de los artículos 42 Bis, 42 Ter y 42 Quater de los presentes Lineamientos, deberá presentar a la Comisión, en lo</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>que resulte aplicable, la información sobre la medición de los Hidrocarburos a que se hace referencia en el artículo 10 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Asimismo, se sujetará a lo previsto en los artículos 34, 35, 49, 49 Bis, 49 Ter, 49 Quater y 51, 52, 53, 54, 55, 58, 59 y 60 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo 42 de los presentes Lineamientos;</p>											
<p>IV. En su caso, considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.;</p>									<p><i>¿En qué casos sí aplica y qué casos no aplica?</i></p>	<p>Sobre el comentario de Ombudsman Energía México se señala que aplica en los casos en la que determinación de precio no pueda hacerse en la localización propuesta.</p>	
<p>II. Se analizará que los Sistemas de Medición sean los adecuados de acuerdo a lo siguiente: volumen y Calidad de los fluidos a medir, considerando el tipo de yacimiento, los fluidos que contiene, los pronósticos de producción de Petróleo, Gas Natural, condensado, agua y otros no Hidrocarburos, en su caso, según corresponda, el mecanismo de empuje del yacimiento, los</p>	<p>II. Se analizará que los Sistemas de Medición sean los adecuados de acuerdo a lo siguiente: volumen <i>o masa</i> y Calidad de los fluidos a medir, considerando el tipo de yacimiento, los fluidos que contiene, los pronósticos de producción de Petróleo, Gas Natural, condensado, agua y otros no Hidrocarburos, en su caso,</p>									<p>En relación con el comentario de CIDESI, se señala que este resulta no procedente, puesto que actualmente no se realizan reportes, comercializaciones o mediciones finales en masa, por lo que no resulta procedente en la práctica la utilización de tal magnitud.</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>procesos de recuperación mejorada implementados o por implementar, el estado de las instalaciones de Producción, tales como separadores, estabilizadores, rectificadores, tanques, entre otros, así como la programación de instalaciones de Producción nuevas.</p>	<p>según corresponda, el mecanismo de empuje del yacimiento, los procesos de recuperación mejorada implementados o por implementar, el estado de las instalaciones de Producción, tales como separadores, estabilizadores, rectificadores, tanques, entre otros, así como la programación de instalaciones de Producción nuevas.</p>										
<p>Con base en lo anterior, la Comisión evaluará que exista una concordancia entre los Sistemas de Medición a instalar o actualizar con el tipo de yacimiento, fluidos a producir y condiciones de proceso, así como de que sea aplicada la normativa y estándares referidos en el Anexo 2 y en los términos señalados en el artículo 6 de los presentes Lineamientos;</p>											
<p>III. Se evaluará la propuesta de ubicación del Punto de Medición tomando en consideración la Incertidumbre de Medida prevista y la posibilidad de determinar la Calidad de los</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Hidrocarburos en dicho Punto de Medición, en los términos de los presentes Lineamientos. Asimismo, se verificará que cuente con sistemas de telemetría y computadores de flujo;</p>											
<p>VIII. Se valorará que las competencias del Responsable Oficial y del personal del Operador Petrolero sean acordes a los Mecanismos de Medición instalados o que se vayan a instalar.</p>											
<p>Las habilidades y aptitudes en Sistemas de Medición se podrán comprobar por medio de la experiencia, la capacitación y el entrenamiento; así mismo, se podrán comprobar por documentos avalados por organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios, o por una institución educativa que cuente con las competencias en Sistemas de Medición;</p>											
<p>Artículo 45. Observaciones a los Mecanismos de Medición. Durante el procedimiento de evaluación del plan de desarrollo para la Extracción, la</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Comisión podrá emitir observaciones a los Mecanismos de Medición propuestos. La emisión de dichas observaciones, así como la atención que el Operador Petrolero le dé a las mismas, se realizará de conformidad y en los términos procedimentales contenidos en los Lineamientos que la Comisión emita en materia de evaluación de planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción y que se encuentren vigentes al momento de la solicitud de aprobación de la que se trate.</p>											
<p>Artículo 47. De las modificaciones a los Mecanismos de Medición. Sin perjuicio de los avisos y aprobaciones a que se refieren los presentes Lineamientos, el Operador Petrolero deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera los planes o programas respectivos, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el Dictamen Técnico o en su caso del Punto de Medición provisional. Lo anterior, de</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>conformidad y en los términos procedimentales contenidos en los términos de los Lineamientos que la Comisión emita en materia de evaluación de planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción y que se encuentren vigentes al momento de la solicitud de aprobación de la que se trate. Dichas modificaciones incluirán los casos en el que uno o varios Operadores Petroleros suscriban acuerdos o convenios para compartir infraestructura o se determine la unificación de yacimientos.</p>										
<p>Capítulo II Del funcionamiento de los Sistemas de Medición</p>										
<p>Artículo 49. De las reparaciones. Si derivado de la operación, o bien, de la realización de alguna prueba, Supervisión o Auditoría se demuestra que cualquiera de los componentes de los Sistemas de Medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente, o en general, presenta un funcionamiento distinto al</p>		<p><i>De acuerdo al artículo 3 de este documento, la definición de Supervisión incluye el término Auditoría.</i></p> <p><i>Propuesta:</i> <i>Si derivado de la operación, o bien, de la realización de alguna prueba, o actividad de Supervisión, se demuestra...</i></p>						<p><i>Si como resultado se observa algún error en la medición ¿Por qué deberán ser estimadas las cantidades de hidrocarburos entregadas si se cuenta con balances de materia en puntos intermedios y en puntos de intercambio y entrega?</i></p>		<p>Se estima pertinente el comentario vertido por el IMP y se modifica el anteproyecto, para quedar como sigue:</p> <p>Artículo 49. De las reparaciones. Si derivado de la operación, o bien, de la realización de alguna prueba, o actividad de Supervisión o Auditoría se demuestra que cualquiera de los componentes de los Sistemas de Medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente,</p> <p>En cuanto al cuestionamiento de Ombudsman Energía México, se señala que balance y medición no son sinónimos, ya que, por una parte, el Balance es un medio determinista de establecer volúmenes en un sistema disgregado en nodos, cuya finalidad es establecer una <u>aproximación</u> de los</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>aprobado, el Operador Petrolero deberá repararlo y asegurarse de que se encuentra en correcto estado de funcionamiento; lo anterior, en un plazo no mayor a setenta y dos horas luego de haberse detectado el desperfecto o de recibir la notificación de este hecho. La Comisión podrá considerar la autorización de un plazo mayor en función del volumen de Hidrocarburos a medir, las condiciones del proceso, los tipos de Instrumentos de Medida, así como su categoría de Medición de Hidrocarburos, ya sea de Referencia, Operacional o en el Punto de Medición.</p>											<p>volúmenes extraídos, manejados, procesados, transferidos y comercializados.</p> <p>La medición, por su parte, es la determinación de dicho volumen con una incertidumbre asociada, por lo que ambos conceptos no resultan intercambiables entre sí.</p>
<p>En todo caso, el Operador Petrolero deberá informar a la Comisión si existen ajustes a la información sobre la Medición de los Hidrocarburos a que se hace referencia en el artículo 10 de los presentes Lineamientos. Dichos ajustes deberán presentarse en términos del artículo 49 Bis de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Artículo 49 Bis. De los ajustes. El Operador Petrolero podrá presentar a la Comisión ajustes a</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>los reportes e informes que presente en términos de los presentes Lineamientos hasta 5 días hábiles posteriores a que tuviera conocimiento de dichos ajustes.</p>											
<p>En su caso, el Operador Petrolero deberá justificar y presentar la evidencia documental que corresponda, en la cual consten los ajustes presentados.</p>											
<p>Artículo 49 Ter. De la revisión de ajustes. En todo momento la Comisión podrá solicitar cualquier tipo de información o llevar a cabo reuniones de trabajo con el Operador Petrolero a fin de validar los ajustes presentados en términos del artículo anterior.</p>											
<p>Lo anterior, sin perjuicio de las facultades de la Comisión en materia de Supervisión, conforme a lo previsto en los presentes Lineamientos y demás normatividad aplicable.</p>											
<p>Artículo 49 Quater. Según lo previsto en los Contratos respectivos, los Contratistas</p>							<p><u>Una vez validados los ajustes por parte de la Comisión en</u></p>				<p>En relación con el comentario vertido por el FMP, se modifica la redacción del anteproyecto para quedar como sigue:</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>deberán presentar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y al Fondo Mexicano del Petróleo, según corresponda, los ajustes que en su caso valide la Comisión en términos de los artículos anteriores, con el objeto de que se lleven a cabo los procedimientos correspondientes para realizar los ajustes a las Contraprestaciones que correspondan conforme a lo establecido en los Contratos y demás normatividad aplicable.</p>							<p><u>términos de los artículos 49, 49 Bis, y 49 Ter. de los presentes Lineamientos.</u> Según lo previsto en los Contratos respectivos, los Contratistas deberán presentarlos a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y al Fondo Mexicano del Petróleo, según corresponda, los ajustes que en su caso valide la Comisión en términos de los artículos anteriores, con el objeto de que se lleven a cabo los procedimientos correspondientes para realizar los ajustes <u>las modificaciones a la información registrada en el sistema informático que administra el Fondo Mexicano del Petróleo, y en su caso se realicen los ajustes a las Contraprestaciones que correspondan conforme a lo establecido en los Contratos y demás normatividad aplicable.</u></p> <p><u>Lo anterior, sin perjuicio de las</u></p>				<p>Artículo 49 Quáter. Según lo previsto en los Contratos respectivos, los Contratistas deberán presentar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y al Fondo Mexicano del Petróleo, según corresponda, los ajustes que en su caso valide la Comisión en términos de los artículos anteriores, con el objeto de que se lleven a cabo los procedimientos correspondientes para realizar los ajustes a las Contraprestaciones que correspondan conforme a lo establecido en los Contratos y demás normatividad aplicable.</p>
---	--	--	--	--	--	--	---	--	--	--	---

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

							<p><u>facultades de verificación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público conforme a lo previsto en el artículo 37 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los Contratos y demás normatividad aplicable</u></p> <p><i>Se propone que los Contratistas presenten al FMPED los cambios a la información de medición, toda vez que será este último quien lleve a cabo la modificación de la información de volúmenes registrados en el SIPAC y en su caso realice un ajuste a las contraprestaciones.</i></p> <p><i>Sin perjuicio de ello, la SHCP podrá verificar cualquier ajuste a las contraprestaciones que determine el FMPED con motivo de algún cambio a la información sobre la medición de los hidrocarburos.</i></p>			
<p>Artículo 50. De los errores. Si derivado de alguna prueba, Supervisión o Auditoría se demuestra que alguno o algunos de los elementos del Sistema de Medición no han estado funcionando o que su operación</p>		<p><i>Observación: Si al realizar una inspección del sistema, se identifica en el volumen medido, una desviación mayor a las consideradas en el presupuesto de incertidumbre autorizado en el dictamen técnico, significaría que el</i></p>				<p>Artículo 50. De los errores. Si derivado de alguna prueba, Supervisión o Auditoría se demuestra que alguno o algunos de los elementos del Sistema de Medición no han</p>		<p><i>Si como resultado se observa algún error en la medición ¿Por qué deberán ser estimadas las cantidades de hidrocarburos entregadas si se cuenta con balances de materia en puntos intermedios y en</i></p>		<p>Se considera no procedente el comentario realizado por el IMP, ya que las desviaciones son considerando el nivel de incertidumbre autorizado. Por lo que se propone la siguiente redacción:</p> <p>Artículo 50. De los errores. Si derivado de alguna prueba o actividad de Supervisión e-Auditoría a Puntos de Medición se demuestra que alguno o algunos de los elementos del Sistema</p>

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>ocasiona una desviación del 1% en el volumen medido, el Operador Petrolero deberá realizar un ajuste para corregir su funcionamiento. Dicha circunstancia deberá ser registrada en la Bitácora de Registro. [...]</p>		<p>reporte de calibración de algún dispositivo ya no representa su estado metrológico, y por lo tanto deberá corregirse dicha situación de acuerdo a lo estipulado en los artículo 49 y 7 de los LTMMH. Para las mediciones en pozos y primarias baterías, los niveles de incertidumbre son mucho mayores a las correspondientes en los puntos de medición. Para estos casos la desviación en el volumen medido puede ser mayor al 1% y estar considerado como parte de la incertidumbre correspondiente.</p> <p>Con base en las dos situaciones indicadas anteriormente, pareciera que no es necesario indicar el límite del 1% que establece un límite para actuar sobre los dispositivos de medida</p>				<p>estado funcionando o que su operación ocasiona una desviación del 1% en el volumen medido, el Operador Petrolero deberá realizar un ajuste para corregir su funcionamiento. Dicha circunstancia deberá ser registrada en la Bitácora de Registro, así como documentar el hallazgo conforme a sus procesos, procedimientos y formatos declarados como parte de su sistema de gerenciamiento de las mediciones.</p> <p>CIATEQ considera que el monitoreo y control de los instrumentos, deberá estar dentro de los requerimientos del sistema de gerenciamiento de las mediciones, ya que dicho error impacta no solo en esta sección si no en la incertidumbre de la medición del sistema. Lo anterior conforme a un sistema basado en la ISO 10012 u otros similares, que permiten el monitoreo y mejoramiento continuo de los</p>			<p>puntos de intercambio y entrega?</p>		<p>de Medición no han estado funcionando o que su operación ocasiona una desviación del 1% en el volumen medido, considerando el presupuesto de incertidumbre autorizado en el dictamen técnico correspondiente, el Operador Petrolero deberá realizar un ajuste para corregir su funcionamiento. Dicha circunstancia deberá ser registrada en la Bitácora de Registro.</p> <p>Respecto de las mediciones en pozos y primarias baterías, estas no están consideradas en el Lineamiento vigente ni en el anteproyecto. Por lo que se adiciona la particularidad.</p> <p>En relación con el comentario de CIATEQ, este resulta no procedente, en virtud de que la bitácora ya está contemplada como constituyente de los Mecanismos de Medición, como se estipula en el artículo 42. El registro de las actividades o acontecimientos será la bitácora pero el registro de los controles del desempeño de la instrumentación deberá estar contenido en el sistema de gestión.</p> <p>En relación con el cuestionamiento vertido por Ombudsman Energía México, se señala que se trata de cuestiones distintas, pues para la estimación del error se utilizan los volúmenes determinados por un sistema de Medición; en tanto que el Balance únicamente realiza una aproximación a estos volúmenes asociados.</p>
--	--	---	--	--	--	--	--	--	---	--	---

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

						<i>procesos de medición.</i>					
En caso de que la Comisión no considere adecuado el ajuste, en un plazo de diez días hábiles contados a partir de que se hubiere reportado o descubierto la falla en la corrección o en el funcionamiento, la Medición de Hidrocarburos se realizará mediante la utilización de Instrumentos de Medida de respaldo apropiados											
II. Programación de modificación o reemplazo de los Puntos de Medición o Puntos de Medición provisionales, previamente aprobados en los planes de evaluación, desarrollo o provisionales o programas respectivos, así como de sus Mecanismos de Medición;											
Para lo anterior, el Operador Petrolero deberá remitir a la Comisión mediante escrito libre, la información que justifique la solicitud que se presenta conforme a las fracciones anteriores y estos Lineamientos, adjuntando el comprobante de pago											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

aprovechamientos respectivo.											
(Párrafo derogado)											
Título IV Del seguimiento al cumplimiento de las obligaciones del Operador Petrolero											
Artículo 55. De la Supervisión. La Comisión supervisará el cumplimiento de los Lineamientos, a través de las siguientes acciones de Supervisión:											
I. El seguimiento a los avisos de los Operadores Petroleros;											
II. Requerimientos de reportes, Diagnósticos e informes;											
III. La atención de audiencias y comparecencias, y											
IV. La realización de visitas, inspecciones, verificaciones o Auditorías que resulten aplicables.											
La Comisión podrá, entre otras actividades, aprobar a terceros y hacer uso de cualquier proceso normativo, instrumento o mecanismo tecnológico conforme lo considere necesario.											
Las acciones de Supervisión en los campos e instalaciones bajo responsabilidad del Operador Petrolero											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>comprenderán al cumplimiento de los Mecanismos de Medición, Sistemas de Medición de Transferencia, Operacional, de Referencia, Fiscal y en el Punto de Medición, Punto de Medición provisional y pruebas a pozos, que aseguren las mejores prácticas en materia de medición y Balance de Hidrocarburos, y en cumplimiento a la normatividad aplicable referida en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>Artículo 56. Supervisión de los Sistemas de Medición. En el marco de sus facultades de Supervisión, la Comisión podrá verificar el cumplimiento de los presentes Lineamientos.</p>											
<p>La Comisión podrá verificar el funcionamiento de los Sistemas de Medición previo a su entrada en operación, mediante rutinas de cálculo y algoritmos en las pruebas en fábrica, las pruebas en campo, así como el proceso y los elementos considerados en el Balance.</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>En caso de que la Comisión identifique que los Sistemas de Medición no operan o no se construyeron de acuerdo con lo aprobado en el Dictamen Técnico, la Comisión podrá solicitar que el Operador Petrolero lleve a cabo las acciones necesarias para ajustar su operación o construcción.</p>											
<p>Artículo 57. De las Auditorías a los Mecanismos de Medición. La Comisión, cuando así lo estime conveniente, podrá llevar a cabo Auditorías por sí o a través de terceros independientes acreditados por la entidad mexicana de acreditación y aprobados por la Comisión para llevar a cabo Auditorías con cargo al Operador Petrolero.</p>											
<p>El tercero acreditado no podrá realizar una Auditoría en aquel Sistema de Medición en el que haya realizado un Diagnóstico en los últimos 12 meses.</p>											
<p>Artículo 58. De los Diagnósticos. Para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el Operador Petrolero deberá considerar un programa de</p>									<p><i>El Operador Petrolero "deberá considerar" un programa de autoverificación. ¿Esto le permite no contar con uno? lo cual podría disminuir las vías de</i></p>	<p>En relación con el cuestionamiento realizado por Ombudsman Energía México, se señala que dos párrafos más adelante se establece la obligación anual o a consideración de la CNH. Adicionalmente, la redacción implica un imperativo, habida cuenta del empleo de la palabra "deberá".</p>	

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>autoverificación, a través de Diagnósticos. Los costos asociados a estos Diagnósticos correrán por cuenta del Operador Petrolero y formarán parte de la documentación y cumplimiento de la Gestión y Gerenciamiento de la Medición, de conformidad con la fracción XII del artículo 44. De los presentes Lineamientos.</p>										<p><i>evaluación con las que cuenta la Comisión.</i></p>	
<p>La Comisión podrá requerir la información recibida por el Operador Petrolero y entregada por el personal que lleve a cabo los Diagnósticos, así como solicitar la comparecencia de estos, a fin de emitir observaciones a los resultados de estos.</p>											
<p>El Operador Petrolero deberá realizar Diagnósticos cuando menos una vez al año o a requerimiento de la Comisión, permitiendo llevar un control de los Mecanismos de Medición. En todo momento el Operador Petrolero deberá garantizar a la Comisión el acceso a dicha información de conformidad al artículo 10 los presentes Lineamientos.</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>Título V De las sanciones y principios que rigen la actuación de la Comisión</p>											
<p>Artículo 61. De las sanciones que podrá imponer la Comisión. Las infracciones a los presentes Lineamientos serán sancionadas en términos de lo establecido en el artículo 85, fracciones II, incisos a), f), g), j), l), m), n), o); III, incisos a), b) y c), y IV de la Ley de Hidrocarburos. Lo anterior sin detrimento de las consecuencias jurídicas que correspondan en caso de actualizarse los supuestos establecidos en los artículos 10 y 20 de la Ley de Hidrocarburos.</p>											
<p>API 3.1A. Práctica standard para la Medición Manual en Tanques de Petróleo y productos derivados del petróleo. <i>Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products</i></p>											
<p>API MPMS 14.5 Cálculo del Poder Calorífico bruto, densidad relativa, compresibilidad y contenido teórico de hidrocarburos líquidos para</p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<p>mezclas de Gas Natural para transferencia de custodia.</p> <p><i>Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer</i></p>											
<p>GPA 2145-16</p> <p>Tabla de propiedades físicas para hidrocarburos y otros compuestos de interés para las industrias de gas natural y líquidos de gas natural.</p> <p><i>Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas and Natural Gas Liquids Industries.</i></p>											
<p>API MPMS 20.1.</p> <p>Asignación de la Medición.</p> <p><i>Allocation Measurement</i></p>											
<p>API MPMS 20.3</p> <p>Medición del Flujo Multifásico</p> <p><i>Measurement of Multiphase Flow</i></p>											
<p>API MPMS 20.5.</p> <p>Práctica recomendada para aplicaciones de Medición en Pruebas de Pozos y Asignación de la Producción.</p> <p><i>Recommended Practice for Application of Production Well</i></p>											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

<i>Testing in Measurement and Allocation</i>											
API RP 85. Uso de medidores submarinos de flujo de gas húmedo en sistemas de Asignación de la Medición. <i>Use of Subsea Wet-gas Flowmeters in Allocation Measurement Systems</i>											
API MPMS 12.2.2. Cálculo de cantidades de petróleo utilizando métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica, Parte 2 - Tickets de medición. <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors, Part 2. - Measurement Tickets.</i>											
Referencia normativa derogada											
Referencia normativa derogada											
TRANSITORIOS											
PRIMERO. El presente Acuerdo entrará en vigor el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.											
SEGUNDO. Se derogan todas aquellas										Con el propósito de dar mayor certidumbre, se	En relación con el comentario de ANADE , se indica que el presente Acuerdo busca insertarse en el

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

disposiciones que se opondrán al presente Acuerdo.										sugiere especificar las consecuencias de la entrada en vigor de estas modificaciones en caso que se opongan a disposiciones contractuales o regulatorias de la CNH (p.ej. Lineamientos de Planes).	ambiente sistémico de la regulación emitida por la Comisión, así como lo establecido por los contratos y demás disposiciones relacionadas. En caso de oposición, la Comisión podrá emitir el correspondiente criterio de interpretación.
TERCERO. Para la implementación de los sistemas que se requieran para el cumplimiento de las modificaciones, los Operadores Petroleros contarán con un lapso de cinco años, contados a partir de la entrada en vigor del presente Acuerdo; un año para su planeación y presupuesto, y cuatro años para su adquisición, implementación y operación.			Rebaza el período de la actual Administración, por lo que el grado posible de incumplimiento aumenta								En relación con el comentario de la SENER , se indica que los plazos previstos en este artículo transitorio fueron establecidos con base en la experiencia de la Comisión, toda vez que se ha observado que la planeación y elaboración de presupuesto para la implementación de los sistemas requeridos por los Lineamientos toma aproximadamente un año, asimismo, se ha observado que cuatro años es un plazo prudente para la adquisición, implementación y puesta en operación de los sistemas. Incluir un plazo más reducido a la práctica común puede derivar en una mayor cantidad de incumplimientos, ya que los operadores no contarán con el tiempo suficiente para ajustarse a la nueva regulación, lo que puede derivar en sanciones y mayores costos para la industria.
CUARTO. Para efectos del cumplimiento del numeral 3.1.4. de los apartados, I.A. "Programa de Transición" y I.B. "Programa de Transición en caso de Producción Temprana" del Anexo III, así como el numeral 3.1.4. del numeral I. Programa de Transición, del Apartado C, Elaboración y Presentación de los Programas de Transición Relativos a											

Anteproyecto de Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Primera Sesión del Consejo Consultivo

Yacimientos No Convencionales del Anexo IV de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la extracción de Hidrocarburos, se entenderá que el cumplimiento de los mismos será conforme a lo establecido en el numeral 42 Bis de los presente Lineamientos.											
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Comentarios a los Lineamientos vigentes, que no fueron objeto del anteproyecto de modificación.