

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

ACUERDO CNH.13.005/2020 mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversas disposiciones de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

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

ACUERDO CNH.13.005/2020 MEDIANTE EL CUAL SE MODIFICAN, ADICIONAN Y DEROGAN DIVERSAS DISPOSICIONES DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.

ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES, ALMA AMÉRICA PORRES LUNA, NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO, SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS Y HECTOR MOREIRA RODRÍGUEZ, Comisionado Presidente y Comisionados integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 25, cuarto párrafo, 27, séptimo párrafo y 28, octavo párrafo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, segundo párrafo, 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5, 7, 11, 15, 19, fracción II, 23, 31, 32, segundo párrafo, 35, 43, fracción I, inciso h), 44, fracción II, 85, fracciones II, III y IV, 87, 89, fracción V, de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 4, 5, 22 fracciones I, II, III, IV, V, VIII y X, 38, fracción I, 39 y 40 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 10, fracción I, 13, fracciones V, inciso a) y XI, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que en términos del párrafo cuarto del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, son áreas estratégicas las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y solo la Nación los llevará a cabo por conducto de Asignatarios y Contratistas.

SEGUNDO. Que la Comisión es un órgano regulador coordinado en materia energética con autonomía técnica, operativa y de gestión, cuenta con personalidad jurídica y puede disponer de los ingresos derivados de los derechos y los aprovechamientos que se establezcan por los servicios que presta conforme a sus atribuciones y facultades.

Lo anterior, de conformidad con lo establecido en los artículos 3 y 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 1, 2 fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

TERCERO. Que es facultad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos regular y supervisar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la medición de la producción de hidrocarburos.

Lo anterior, conforme lo establecen los artículos 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos, así como 4, 22, fracción II y 38, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CUARTO. Que con el fin de mejorar la administración y supervisión metrológica de los volúmenes de hidrocarburos producidos y los correspondientes ingresos del Estado, resulta necesario optimizar la regulación de los elementos de medición entre pozo y el Punto de Medición, que promuevan controles volumétricos de la producción, así como consolidar los registros oficiales de reportes de producción, asociados a mediciones operacionales y de referencia que permitan conciliar la regulación de medición a la realidad operativa de Asignatarios y Contratistas y brinden mayor certidumbre a los balances de hidrocarburos.

QUINTO. Que en virtud de lo expuesto y con base en el mandato legal conferido a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, para regular las actividades de medición de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió el Acuerdo CNH.13.005/2020, por el que se aprobó el siguiente:

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO: Se **MODIFICAN** los artículos 2; 3, último párrafo y fracciones IV, VI, XV, XVI, XXVI, XXVII, XXVIII, XXIX, XXX, XXXI, XXXVII, XXXVIII, XLI, XLIII; 4; 6, primer párrafo; 7, fracciones I, II, e inciso b. y c., III, segundo párrafo; 8, primero, tercero, cuarto y quinto párrafos y fracciones III y VI; 9, primer párrafo; 10, fracciones I, primer párrafo, II, primer y segundo párrafos e incisos a., b., c., y subincisos iv y v, III, incisos b., c., subinciso ii, d. y subinciso i., e., f., subinciso ii., numerales 1. y 2., subinciso iii, numeral 2., g., IV, primer, segundo y quinto párrafos, e inciso e., subincisos xii y xiii, V, incisos a., c., e. y f.; 11, fracciones III y IV; 12; 13; 14; 15, tercer y cuarto párrafos, 19, fracciones I, II, IV, V, segundo párrafo; 20, primer párrafo y fracción I; 21, primer y segundo párrafos; 24, fracción I; 25, primer y tercer párrafos y fracciones I, III, IV, VI y VII; Denominación del Capítulo IV del Título II para decir "De la determinación de la Calidad"; 26; 27, primer y cuarto párrafos; 28; 29; 30, primer y segundo párrafos; 31; 32, primer párrafo; 34; 35, fracción VIII; 36, primer párrafo; 37; 41, segundo párrafo y fracción V; 42, primer párrafo y fracciones IV, VIII, IX y XI; 43, fracciones I y

IV; 44, fracciones II, III y VIII; 45; 47; 49, primer párrafo; 50, primer y tercer párrafos; 51; 53, segundo párrafo; 55, primer y segundo párrafos y fracciones I, II y III; 56, primer, tercero y cuarto párrafos; 57, primer párrafo; 58, primer y segundo párrafos; 61, primer párrafo; Anexo 2, numeral 5, fracción II, "ISO 6976-1995" para decir "ISO 6976-2016"; numeral 7, "API MPMS Chapter 20" para decir "API MPMS 20.1 Asignación de la Medición. *Allocation Measurement.*"; se **ADICIONAN** los artículos 3, con la fracción I, recorriendo las subsecuentes en su orden, y las fracciones XVII Bis, XXI Bis, XXII Bis, XXIII Bis y XXXVII Bis; 6, con un segundo, tercer y cuarto párrafos, recorriendo los subsecuentes en su orden; 7, fracciones II, inciso c., con un subinciso iv, y III, con un tercer párrafo; 8, con segundo y sexto párrafos, recorriendo los subsecuentes en su orden y fracciones IV, V, recorriendo los subsecuentes en su orden y VII; 8 Bis; 9, con un segundo párrafo; 10, con un tercero, cuarto, quinto, sexto y séptimo párrafos, fracciones I, con un tercer párrafo e incisos a. y b., II, con un inciso f., III, inciso c., con un subinciso v, d., subinciso i., con incisos a., b. y c., y IV, inciso e., con un subinciso xiv, y un inciso i.; 20, con un cuarto párrafo, recorriendo los subsecuentes en su orden; 36, con un segundo y tercer párrafos; 42 Bis; 42 Ter; 42 Quater; 42 Quintus; 49, con un segundo párrafo; 49 Bis; 49 Ter; 49 Quater; 53, con una fracción II, recorriendo los subsecuentes en su orden; 55, con un tercer párrafo y una fracción IV; 57, con un segundo párrafo; 58, con un tercer párrafo; Anexo 2, numeral 2, con la referencia normativa "API 3.1A."; numeral 3, fracción IV, con las referencias normativas "API MPMS 14.5" y "GPA 2145-16"; numeral 4, con la referencia normativa "ISO TR 11583"; numeral 5, fracción I, con la referencia normativa "ASTM 4052-18"; numeral 7 con las referencias normativas "API MPMS 20.3", "API MPMS 20.5" y "API RP 85"; numeral 8 con la referencia normativa "API MPMS 12.2.2"; se **DEROGAN**, los artículos 3, fracciones II y XXV; 10, fracciones III, incisos c., subincisos i. y iii., d, subincisos ii. y iii., f., subinciso iii, numeral 1; IV, cuarto párrafo; 21, cuarto párrafo; 25, fracción V; 42, segundo, tercero y cuarto párrafos; 53, último párrafo; Anexo 2, numeral 8, "API MPMS 20" y "API MPMS 20.3" de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, para quedar como sigue:

LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Artículo 2. Del ámbito de aplicación. 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, su infraestructura asociada o en su caso, su integración al sistema de Transporte o Almacenamiento de Hidrocarburos, sin menoscabo de las atribuciones de otras autoridades que en su caso correspondan.

Artículo 3. ...

- I. **Aforo de Pozo:** Es el conjunto de operaciones, que constituyen un tipo de Medición Operacional, encaminadas a determinar 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.
- II. Derogada
- III. ...
- IV. **Auditoría:** Proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia objetiva y evaluar la conformidad y el cumplimiento de los criterios de auditoría, encaminado a la prevención de riesgos, determinar el grado en que se cumplen dichos criterios e identificación riesgos, e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición.
- V. ...
- VI. **Balance:** Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de comparar, en modo de masa o volumen y Calidad, a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado.
- VII. a XIV. ...
- XV. **Densidad API:** Parámetro asociado a la densidad de un hidrocarburo líquido a una temperatura T dada, calculado a partir de la densidad relativa y 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).

- XVI. Diagnóstico.** Actividad de evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y sus sistemas de gestión ejecutada por 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-2019, o aquella que la sustituya.
- XVII.** ...
- 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.
- XVIII. a XXI.** ...
- XXI Bis. Incertidumbre expandida de medida:** También conocida como incertidumbre total y denotado con el símbolo U, 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.
- XXII.** ...
- XXII Bis. Laboratorio Secundario:** Laboratorio dedicado a la 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.
- XXIII.** ...
- XXIII Bis. LIC.** Ley de Infraestructura de la Calidad.
- XXIV.** ...
- XXV.** Derogada.
- XXVI. Mecanismos de Medición:** Conjunto integrado de competencias técnicas, 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.
- XXVII. Medición de Hidrocarburos:** Cuantificación del volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- XXVIII. Medición Fiscal de Hidrocarburos:** Resultado de la 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.
- 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.
- 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.
- XXXI. Medición de Transferencia:** Cuantificación del volumen 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.
- XXXII. a XXXV.** ...
- XXXVI.** ...
- 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 aire, a condiciones estándar.

XXXVII Bis. Poder Calorífico Superior: Es la cantidad de energía transferida como calor por unidad molar, másica o volumétrica 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.

XXXVIII. Punto de Medición: Punto aprobado, o en su caso determinado por la Comisión, con base en el Dictamen Técnico, en donde se llevará a cabo la medición del volumen y la determinación de la Calidad y precio de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación.

XXXIX. a XL ...

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.

XLII. ...

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.

XLIV. a XLV ...

En el cumplimiento de los presentes Lineamientos, se tomarán en cuenta, además, las definiciones y términos asociados previstos en la norma NMX-Z055-IMNC-2009 en su última actualización o la que la sustituya, conforme resulten aplicables, así como cualquier otra Norma Oficial Mexicana, Norma Mexicana, lineamientos o estándar internacional que, en términos de la normativa vigente, resulte aplicable.

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.

Artículo 6. De la Política de Medición. El Operador Petrolero deberá contar 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 presentes Lineamientos, a los que el Operador Petrolero proponga apegarse en sus planes o programas respectivos.

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.

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 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.

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 la Extracción que corresponda.

...

...

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.

- II. Sistemas de Medición.** El 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 LIC. Para tal efecto, dichos Sistemas de Medición deberán considerar, al menos, los siguientes elementos:
- a. ...
 - 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.
 - 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 en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos.
 - i. a iii ...
 - iv. El Operador Petrolero podrá realizar la calibración de sus Instrumentos y Patrones de Medida siempre y cuando disponga de un Laboratorio Secundario o acreditado con trazabilidad a patrones nacionales.
 - d. a e ...

III. ...

Las habilidades y aptitudes referidas en el párrafo que antecede, se podrán demostrar y documentar con la capacitación y la experiencia de su personal de acuerdo al área en la que desempeña sus labores, demostrando sus competencias técnicas en materia de medición de Hidrocarburos líquidos y gaseosos, de acuerdo a 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.

El desarrollo y definición de perfiles es responsabilidad del Operador Petrolero y deberá ser parte de su sistema de gestión.

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 o Asignaciones que correspondan.

A falta de plazo expresamente previsto en los Contratos o Asignaciones correspondientes, 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.

Dichos procedimientos deberán regular, al menos, la programación, almacenamiento, Medición de Hidrocarburos, así como los mecanismos 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 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. a II. ...

- III.** La programación de entrega y recepción;
- IV.** Los procedimientos para determinar los volúmenes y Calidad que correspondan en el Punto de Medición;
- V.** Los mecanismos para entrega de los Hidrocarburos;
- VI.** Las responsabilidades que deriven de la guarda y custodia de los Hidrocarburos desde los pozos y hasta el Punto de Medición, y
- VII.** Las demás que requiera la Comisión aplicables conforme a la modalidad del Contrato o a los términos y condiciones de la Asignación a los que esté sujeto el Operador Petrolero.

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.

La Comisión podrá requerir información o documentación adicional para pronunciarse al respecto, en cuyo caso suspenderá 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.

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.

Las modificaciones a que hacen referencia este artículo no se considerarán una modificación a los planes o programas aprobados.

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.

En caso de que el Operador Petrolero designe a dos personas como Responsables Oficiales, deberá señalar quien de ellos fungirá como titular y quién como suplente responsable 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.

Artículo 10. ...

I. Información que se deberá remitir diariamente. El Operador Petrolero deberá remitir diariamente la siguiente información:

- 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) 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.

...

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 horario tiempo del centro, de acuerdo con los formatos establecidos en el Anexo 1 de los presentes Lineamientos.

II. **Información que se deberá remitir mensualmente.** El Operador Petrolero deberá enviar a la Comisión la información siguiente:

- 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;
- b. El volumen extraído de los Hidrocarburos por pozo;
- c. El Balance de Hidrocarburos, desde el pozo, hasta el Punto de Medición, tomando en consideración las variables contenidas en los formatos de Balance del Anexo 1, entre otros, los siguientes conceptos operativos:
 - i. a iii. ...
 - iv. El volumen de Gas Natural transferido, y
 - v. El volumen de Gas Natural que se hubiere sujetado a una destrucción controlada o venteado de manera rutinaria o en casos excepcionales.

d. y e. [Derogadas]

f. **Aforos de Pozo.** El Operador Petrolero deberá realizar y registrar mensualmente el Aforo de sus pozos, cubriendo la totalidad de estos en un plazo máximo de tres meses.

El Aforo de Pozo deberá llevarse a cabo con el pozo estabilizado y con una duración mínima de 8 horas.

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 correspondiente junto con los datos parciales de medición.

...

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.

III. ...

a. ...

b. Nombre del Responsable Oficial, identificándolo dentro del organigrama del Operador Petrolero;

c. Resumen ejecutivo en el que por lo menos deberá referirse a lo siguiente:

i. Derogado

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;

iii. Derogado

iv. ...

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.

d. Información sobre los Hidrocarburos extraídos o producidos y su Calidad, en el que se detalle lo siguiente:

i. Por cada Punto de Medición:

a. Volumen promedio de Hidrocarburos por día;

b. Calidad promedio de los Hidrocarburos, y

c. Volumen de agua promedio por día.

ii. Derogado

iii. Derogado.

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.

f. ...

i. ...

ii. ...

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.

2. En particular, las acciones de mantenimiento y Calibración realizadas a los Sistemas de Medición.

iii. ...

1. Derogado

2. Capacitación del personal en el año de reporte y sus evidencias.

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.

h. ...

...

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.

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.

...

a. a d. ...

e. ...

i. a xi. ...

xii. Emergencias;

xiii. Tratamiento de Errores en la Medición de Hidrocarburos, y

xiv. Auditorías.

f. a h. ...

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 formatos digitales.

Párrafo derogado

La información referida en los incisos a) a i) de la presente fracción, deberá ser incluida en la Bitácora de Registro.

V. ...

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;

b. ...

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;

d. ...

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 el Equivalente Energético. Lo anterior, conforme a lo señalado en el artículo 3, fracciones VII y VIII de los presentes Lineamientos, y

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.

...

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.

En todo momento la Comisión podrá solicitar cualquier tipo de información o emitir observaciones, así como llevar a cabo reuniones de 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.

Los Operadores Petroleros deberán pagar anualmente los derechos y aprovechamientos que al efecto se establezcan por la administración técnica y gestión de la Medición de Hidrocarburos por cada año o la parte proporcional que corresponda respecto de la evaluación de la información a que hace referencia el presente artículo, cuyos montos serán notificados por la Comisión a los Operadores Petroleros conforme a la Normativa aplicable o, en su caso, serán publicados en el Diario Oficial de la Federación.

Los Operadores Petroleros que cuentan con un plan de desarrollo, programa de evaluación, programa piloto o programa de transición aprobado por la Comisión, deberán cubrir el pago por concepto de los servicios referidos en el párrafo que antecede, dentro del primer trimestre del año calendario que corresponda. Tratándose de planes y programas aprobados después del periodo antes mencionado, se deberá efectuar el pago correspondiente, durante los veinte días hábiles siguientes a la notificación de aprobación, pero en este caso se considerará la parte proporcional mensual.

Artículo 11. ...

I. a II. ...

III. Volumen para Gas Natural en MMPC, y

IV. Equivalente Energético del Gas Natural en MMBTU.

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.

Artículo 13. De las conversiones de unidades en general utilizadas para la Medición 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.

Para efecto del uso del Poder Calorífico del Gas Natural, el Operador Petrolero deberá aplicar la metodología establecida en la API MPMS 14.5, utilizando las propiedades físicas señaladas en la GPA 2145 referida en la citada API.

Las conversiones citadas, se llevarán a cabo tomando como base la información reportada conforme a lo previsto en el artículo 10 de los presentes Lineamientos.

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. ...

...

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, en términos de lo previsto en el artículo 6 de los presentes Lineamientos.

Artículo 19. ...

- 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.
- II. **Capacidad.** El Operador Petrolero deberá garantizar que la capacidad de los Sistemas de Medición de los Hidrocarburos sea permanente, de tal forma que el máximo flujo de Hidrocarburos pueda ser medido de conformidad a los presentes Lineamientos aun cuando un conjunto de los Instrumentos de Medida en paralelo esté fuera de operación.
- III. ...
- IV. **Calidad.** El Operador Petrolero deberá garantizar la determinación de Calidad de los Hidrocarburos en el Punto de Medición.
- V. ...

Asimismo, el Operador Petrolero deberá obtener la aprobación de 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.

Artículo 20. Posibilidad de compartir el Punto de Medición. Dos o más Operadores Petroleros podrán utilizar el mismo Punto de Medición en los términos que la Comisión apruebe, con base en los respectivos Dictámenes Técnicos. Dicha instalación podrá ser propiedad de algún Operador Petrolero o de un tercero.

...

...

- I. El procedimiento para determinar los volúmenes y Calidad que corresponden a cada Operador Petrolero.

II. a IV. ...

Lo previsto en las fracciones anteriores será aplicable cuando un Operador Petrolero utilice el mismo Punto de Medición al amparo de una Asignación o Contrato distinto.

...

...

...

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 condiciones señalados en los artículos 11, 12, 13 y demás artículos de los presentes Lineamientos que resulten aplicables.

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 24. ...

- I. **Selección:** 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.

II. a III. ...

Artículo 25. De la Medición del 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, conforme a lo siguiente:

- 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.

II. ...

- 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 continuos. Dicha información deberá ser remitida a la Comisión mensualmente, y conforme al formato establecido para tal efecto en el Anexo 1, en términos de lo previsto en el artículo 10, fracción II.
- V. Derogado.
- 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.
- VII. El nivel de Incertidumbre de Medida del Gas Natural para efectos de 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%.

...

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.

Capítulo IV

De la determinación de la Calidad

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.

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.

...

...

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 la obtención de una muestra representativa del fluido a analizar en sitio y análisis en laboratorio debidamente acreditado.

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.

- I. Los Hidrocarburos a que se hace mención en el primer párrafo de este artículo, deberán cumplir con al menos los siguientes parámetros:
 - a) Hidrocarburos líquidos en tanques y ductos, incluyendo condensados:
 - i. Contenido de agua y sedimentos menor a 2% en volumen;
 - ii. Contenido de azufre, menor al 5% de masa, y
 - iii. Presión de Vapor Reid (PVR) máxima de 6.0 lb/in².
 - b) Gas Natural:
 - i. Contenido de agua (H₂O), máximo 110 mg/m³;
 - ii. Concentración de ácido Sulhídrico (H₂S) máximo 2.3% mol;
 - iii. Contenido de bióxido de carbono (CO₂), máximo 3% mol, y
 - iv. Contenido de nitrógeno (N₂), máximo 12% mol.

- 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:
- a) Hidrocarburos líquidos en tanques y ductos, incluyendo condensados:
 - i. Densidad Relativa ($^{\circ}$ API);
 - ii. Ácido Sulfhídrico (H_2S) (ppm), y
 - iii. Contenido de sal (lb/Mbl).
 - b) **Gas Natural:**
 - i. Azufre total (mg/m^3), y
 - ii. Poder Calorífico Superior (BTU/ft^3).

No obstante lo anterior, si el Operador Petrolero prevé escenarios de 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.

Ello sin perjuicio de la obligación del Operador Petrolero de reportar las características de Calidad de los Hidrocarburos detalladas en este artículo.

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 densidad y el contenido de agua en cada Punto de Medición, de conformidad al Anexo 2 de los presentes Lineamientos.

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, la cantidad de azufre y la viscosidad.

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.

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 resulte aplicable 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.

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 que resulte aplicable o, en su defecto, con los estándares referidos en el Anexo 2 de los presentes Lineamientos, en términos de lo señalado en el artículo 6 de los mismos.

...

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.

Artículo 32. Los análisis referidos en el artículo anterior se deberán llevar a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

...

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.

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 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:

I. a VII. ...

VIII. Volumen en el Punto de Medición, de Transferencia, Referencia y Operacional;

IX. Volumen transferido, y

X. Otros propios de la operación del Área Contractual o del Área de Asignación conforme al Dictamen Técnico.

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 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.

Asimismo, los Operadores Petroleros se sujetarán a lo previsto en los artículos 8, 10, 34, y 35 de los presentes Lineamientos.

En caso de contar con Puntos de Medición aprobados por la Comisión solo se deberá presentar la propuesta del manejo y medición de los hidrocarburos, de conformidad con lo previsto en el artículo 42 Bis de los Lineamientos.

Artículo 37. De la estimación de las Incertidumbres de Medida. El 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, en los plazos previstos para la aprobación de planes y programas.

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.

Artículo 41. ...

En caso de no existir normativa nacional 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:

I. a IV. ...

V. Determinación de la Calidad de los Hidrocarburos:

a. a c. ...

VI. a X. ...

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:

I. a III. ...

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 Punto de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, y su justificación.

V. a VII. ...

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.

IX. Evaluación de inversiones y costos asociados. El análisis de las inversiones y costos de operación estimados de las actividades relacionadas con la Medición de Hidrocarburos para la definición de los Mecanismos de Medición, así como su impacto en la Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.

X. ...

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.

XII. a XIV. ...

Párrafo derogado

Párrafo derogado

Párrafo derogado

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.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;
- 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;
- 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
- IV. El programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional.

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 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.

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.

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 propuesta que corresponda.

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.

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 que resulte aplicable, la información sobre la medición de los Hidrocarburos a que se hace referencia en el artículo 10 de los presentes Lineamientos.

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.

Artículo 43. ...

I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo 42 de los presentes Lineamientos;

II. a III ...

IV En su caso, considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

Artículo 44. ...

I. ...

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 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.

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;

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 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;

IV. a VII ...

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.

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;

IX. a XII ...

Artículo 45. Observaciones a los Mecanismos de Medición. Durante el procedimiento de evaluación del plan de desarrollo para la Extracción, la 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.

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 requieran 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 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.

Artículo 49. De las reparaciones. Si derivado de la operación, o bien, de la realización de alguna prueba, o actividad de Supervisión 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 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.

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 presentes los Lineamientos.

Artículo 49 Bis. De los ajustes. El Operador Petrolero podrá presentar a la Comisión ajustes a los reportes e informes que presente en términos de los presentes Lineamientos hasta 5 días hábiles posteriores a que tuviera conocimiento de dichos ajustes.

En su caso, el Operador Petrolero deberá justificar y presentar la evidencia documental que corresponda, en la cual consten los ajustes presentados.

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.

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.

Artículo 49 Quater. Según lo previsto en los Contratos respectivos, los Contratistas deberán presentar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la solicitud de ajustes 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.

Artículo 50. De los errores. Si derivado de alguna prueba o actividad de Supervisión a Puntos de Medición se demuestra que alguno o algunos de los elementos del Sistema de Medición no han estado funcionando o que su operación ocasiona una desviación mayor o igual al 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.

...

En caso de que la Comisión no considere adecuado el ajuste, la Medición de Hidrocarburos se realizará mediante la utilización de Instrumentos de Medida de respaldo apropiados 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.

...

I. a II ...

Artículo 51. Del reemplazo del Sistema de Medición. Si el Operador Petrolero decide, por causas debidamente justificadas, reemplazar cualquier Sistema de Medición, elementos o software relacionado con los mismos, se dará aviso a la Comisión dentro del plazo de 15 días hábiles, previo al reemplazo, para que, de considerarlo conveniente, se encuentre presente cuando la operación se lleve a cabo

Artículo 53. ...

I. ...

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;

III. a V ...

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 de aprovechamientos respectivo.

...

...

...

Párrafo derogado.

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 comparencias, y
- IV. La realización de visitas, inspecciones, verificaciones o Auditorías que resulten aplicables.

La Comisión podrá, entre otras actividades, acreditar 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 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.

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.

...

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.

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.

...

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.

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.

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 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.

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 comparencia de estos, a fin de emitir observaciones a los resultados de estos.

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.

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.

...

 Comisión Nacional de Hidrocarburos	Comisión Nacional de Hidrocarburos Dirección General de Medición	Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos
	Anexo 2: Referencias Normativas	

Referencias Normativas

2. ...
- API 3.1A.** Práctica *standard* para la Medición Manual en Tanques de Petróleo y productos derivados del petróleo.
- Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products.*
3. ...
- I. a III. ...
- IV. ...
- API MPMS 14.5** Cálculo del Poder Calorífico bruto, densidad relativa, compresibilidad y contenido teórico de hidrocarburos líquidos para mezclas 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*
- GPA 2145-16** Tabla de propiedades físicas para hidrocarburos y otros compuestos de interés para las industrias de gas natural y líquidos de gas natural.
- Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas and Natural Gas Liquids Industries.*
4. ...
- 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*
5. ...
- 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
- II. ...
- 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*

7. ...

API MPMS 20.1.	Asignación de la Medición. <i>Allocation Measurement.</i>
API MPMS 20.3	Medición del Flujo Multifásico. <i>Measurement of Multiphase Flow.</i>
API MPMS 20.5.	Práctica recomendada para aplicaciones de Medición en Pruebas de Pozos y Asignación de la Producción. <i>Recommended Practice for Application of Production Well 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>

8. ...

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 disposiciones que se opongan al presente Acuerdo.

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.

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 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 del mismos será conforme a lo establecido en el numeral 42 Bis de los presente Lineamientos.

Ciudad de México, a 6 de octubre de 2020.- Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Rogelio Hernández Cázares.**- Rúbrica.- Los Comisionados: **Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Héctor Moreira Rodríguez.**- Rúbricas.