



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

LINEAMIENTOS técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

Publicados en el Diario Oficial de la Federación el 29 de septiembre de 2015.
Primera reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de febrero de 2016.
Segunda reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de agosto de 2016.
Tercera reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de diciembre de 2017.
Cuarta reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de febrero de 2021.

TEXTO VIGENTE

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA, EDGAR RENÉ RANGEL GERMÁN, NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO, SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS y HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX, Comisionado Presidente y Comisionados, respectivamente, 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 IV, inciso a) y XIII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CONSIDERANDO

Que, con la finalidad de promover el desarrollo eficiente del sector energético, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante la Comisión, se encuentra facultada para emitir y supervisar el cumplimiento de la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, de conformidad con el artículo 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos, así como los artículos 4, 22, fracción II y 38, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Que como parte de la regulación que emita, la Comisión puede instruir la adopción y observancia de estándares técnicos internacionales, en los términos del párrafo tercero, fracción I, del artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos.

Que es obligación de los Asignatarios y Contratistas, en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, incluyendo el Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral y producido por la misma, contar con Mecanismos de Medición en los términos de la regulación que la Comisión emita.

Que, de manera particular, el artículo 44, fracción II, segundo párrafo, de la Ley de Hidrocarburos establece la facultad de la Comisión para emitir un dictamen técnico respecto a los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción que le sean presentados por los Asignatarios o Contratistas, según corresponda, el cual comprenderá, entre otros, la evaluación y, en su caso, la aprobación de los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos.

Que, con el objeto de brindar certeza jurídica a los sujetos regulados en relación con la evaluación de los Mecanismos de Medición, en términos de lo dispuesto en el párrafo



anterior, resulta indispensable establecer los estándares y requerimientos para la Medición de Hidrocarburos, así como los criterios de evaluación de los mismos.

Que, en virtud de lo expuesto, y con base en el mandato legal conferido a esta Comisión, el Órgano de Gobierno emitió el Acuerdo CNH.E.32.001/15, mediante el cual aprobó los siguientes:

LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Título I Disposiciones Generales

Capítulo Único

Artículo 1. Del objeto. Los presentes Lineamientos tienen por objeto establecer:

- I. Los recursos humanos, técnicos y normas que deberá cumplir el Operador Petrolero en relación con la Medición de Hidrocarburos, así como las reglas generales aplicables a los Mecanismos de Medición;
- II. Los requerimientos y criterios que deberán observarse para que la Comisión lleve a cabo la aprobación de los Mecanismos de Medición;
- III. Las actividades de Supervisión y de Auditoría en relación con el cumplimiento de los presentes Lineamientos, así como la instrumentación de los Mecanismos de Medición por parte del Operador Petrolero.

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 y, en su caso, el yacimiento, hasta su integración al sistema de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, así como en el Punto de Medición.

Artículo 3. De las definiciones. Para efectos de los presentes Lineamientos serán aplicables, en singular y en plural, las 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, así como las siguientes:

- 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.
Fracción adicionada DOF 23/02/2021
- II. Derogada
Fracción derogada DOF 23/02/2021
- III. **Auditor:** Persona física o moral que se encuentre acreditada, ante la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano y aprobada por la Comisión para llevar a cabo una auditoría a terceros.



- 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.
- Fracción reformada DOF 23/02/2021*
- V. Bitácora de Registro:** Documentos físicos o electrónicos para el registro de la ejecución de tareas, alarmas y eventos relacionados con los Mecanismos de Medición.
- VI. Balance:** Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la Incertidumbre de Medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados.
- Fracción reformada DOF 23/02/2021*
- VII. Barril:** Unidad de medida equivalente a 158.99 litros, a una temperatura de 15.56 grados Celsius, conforme al sistema internacional de unidades y en relación a lo establecido en el artículo 3, fracción I, de la LISH.
- VIII. BTU:** Unidad térmica británica que representa la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua (0.4535 kilogramos) un grado Fahrenheit (0.5556 grados centígrados), en condiciones atmosféricas normales, conforme a lo establecido en el artículo 3, fracción II, de la LISH;
- VIII Bis. Calibración:** Operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus Incertidumbres de Medida asociadas obtenidas a partir de los Patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus Incertidumbres de Medida asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.
- IX. Calidad:** Características y propiedades de los Hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura que sean referidas en sitio y que dependiendo del propósito especial de uso de los Hidrocarburos se pueden establecer parámetros mínimos.
- Fracción adicionada DOF 11/12/2017*
- X. Características Metrológicas:** Especificaciones particulares de los elementos de un Mecanismo de Medición que pueden influir en los resultados de medición, tales como intervalo nominal, intervalo de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, Incertidumbre de Medida, error, linealidad, resolución, repetibilidad, reproducibilidad y sensibilidad.
- XI. CENAM:** Centro Nacional de Metrología.
- XI Bis. Comisión:** Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- XII. Condensados:** Líquidos del Gas Natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados.
- Fracción adicionada DOF 11/12/2017*
- XIII. Confirmación Metrológica:** Conjunto de operaciones referidas para asegurar que un Instrumento de Medida cumpla con los requerimientos para su uso esperado. Generalmente incluye calibraciones y verificaciones, cualquier ajuste o reparación



necesario y subsecuentes recalibraciones, comparaciones con requerimientos metrológicos para uso esperado del equipo, así como también cualquier sellado y etiquetado requerido.

XIV. Contrato: Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

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).

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

XVII. Dictamen Técnico: Documento que contiene los resultados de la evaluación de la Comisión al plan de Exploración o al plan de Desarrollo para la Extracción, así como a sus modificaciones, en términos del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, mismo que para el caso del plan de Desarrollo para la Extracción, incluirá la evaluación de los Mecanismos de Medición objeto de los presentes Lineamientos.

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.

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

XVIII. Error de Medida: Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. El valor de referencia puede ser el valor de un patrón de medida o un valor convencional.

XIX. Error Máximo Permitido: Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

XIX Bis. Gas Natural: La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Así mismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.

Fracción adicionada DOF 11/12/2017

XX. Gestión y Gerencia de Medición: Metodología mediante la cual el Operador Petrolero administra el funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos, adecuada a la calidad y volumen de los Hidrocarburos producidos, en términos de los presentes Lineamientos.

XXI. Incertidumbre de Medida: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un Mensurando a partir de la información que se utiliza.

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.

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

XXII. Instrumento de Medida: Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.

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.

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

XXIII. Lineamientos: Los presentes Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, incluyendo sus Anexos.

XXIII Bis. LIC: Ley de Infraestructura de la Calidad.

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

XXIV. LISH: Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

XXV. Derogada

Fracción derogada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

XXVII. Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen y determinación de la Calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

XXXII. Mensurando: Magnitud que se desea medir.



XXXIII. Operador Petrolero: El Asignatario o Contratista que lleve a cabo actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México.

XXXIV. Patrón de Medida: Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una Incertidumbre de Medida asociada tomada como referencia.

XXXV. Periodo: Mes calendario.

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.

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

XXXIX. Repetibilidad: Proximidad entre resultados de sucesivas mediciones del mismo Mensurando, realizadas bajo las mismas condiciones.

XL. Reproducibilidad: Proximidad entre resultados de mediciones del mismo Mensurando, realizadas bajo condiciones que incluyan diferentes lugares, operadores y sistemas de medición.

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

XLII. Sistema de Medición: Conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e Instrumentos de Medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos.

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

XLIV. Transferencia: Acción mediante la cual se entregan operativamente los Hidrocarburos, transfiriendo su custodia.

XLV. Trazabilidad Metrológica: Propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de Calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la Incertidumbre de Medida.



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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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 reformado DOF 23/02/2021

Artículo 5. De la coordinación. La Comisión se coordinará con las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal que corresponda para que, en el ámbito de sus respectivas competencias y normativa aplicable, se lleve a cabo la Supervisión que permita contar con un Balance general de la Producción. Lo anterior, en términos de lo dispuesto por el artículo 65 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y 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 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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

El Operador Petrolero será el responsable del funcionamiento de los Mecanismos de Medición relacionados con la Asignación o el Contrato a su cargo, según corresponda, hasta el Punto de Medición, incluyendo su Transferencia, así como de vigilar y reportar a la Comisión el desempeño de los mismos.

Con base en lo anterior, el Operador Petrolero deberá contar con un documento que establezca su política en materia de Medición de Hidrocarburos, misma que se deberá de remitir a la Comisión.

Artículo 7. De la Gestión y Gerencia de Medición. La Gestión y Gerencia de la Medición de Hidrocarburos que adopte el Operador Petrolero deberá interrelacionar, al menos, los siguientes aspectos en los Mecanismos de Medición:

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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. Selección. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán ser adecuados para el uso previsto conforme a las características del fluido y condiciones operativas del proceso de que se trate.

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.

Inciso reformado DOF 23/02/2021

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.

Inciso reformado DOF 23/02/2021

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.

- ii. Si no existe un plan o planes de verificaciones, toda instrumentación y Patrones de referencia deben ser verificados mínimo anualmente, salvo justificación documentada.
- iii. Los Puntos de Medición que cuenten con Patrones de referencia fijos, deben ser verificados al menos una vez cada semana, manteniendo los gráficos de control correspondientes en la Bitácora de Registro.
- 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.

Subinciso adicionado DOF 23/02/2021

- d. **Mantenimiento.** Los Instrumentos de Medida deberán ser sujetos de mantenimiento en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente.
- e. **Verificación.** Se debe verificar que los Sistemas de Medición estén funcionando correctamente, conforme a los planes de verificación correspondientes.

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 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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021



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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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:

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

- I. Los Sistemas de Medición;
- II. Los pronósticos de entrega de Producción de corto plazo;
- 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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

Fracción reformada DOF 23/02/2021

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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 adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

Artículo 10. De la Información de medición y producción a reportar por los Operadores Petroleros. El Operador Petrolero transmitirá a la Comisión la información sobre la Medición de los Hidrocarburos de conformidad con lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

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

Fracción reformada DOF 11/12/2017; 23/02/2021

- 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.

Subinciso adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 11/12/2017

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

- 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:

Inciso reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

Inciso reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

Inciso reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021



- i. El volumen de Gas Natural de autoconsumo;
Subinciso adicionado DOF 11/12/2017
- ii. El volumen de Gas Natural para bombeo neumático;
Subinciso adicionado DOF 11/12/2017
- iii. El volumen de Gas Natural reinyectado;
Subinciso adicionado DOF 11/12/2017
- iv. El volumen de Gas Natural transferido, y
Subinciso adicionado DOF 11/12/2017; Reformado DOF 23/02/2021
- v. El volumen de Gas Natural que se hubiere sujetado a una destrucción controlada o venteado de manera rutinaria o en casos excepcionales.
Subinciso adicionado DOF 11/12/2017; Reformado DOF 23/02/2021

d. Derogadas
Inciso derogado DOF 11/12/2017

e. Derogadas
Letras derogadas DOF 11/12/2017

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.

Subinciso adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

III. Información que se deberá remitir anualmente. El Operador Petrolero entregará a la Comisión un informe anual sobre los Hidrocarburos producidos en el Área de Asignación o Área Contractual que, al menos, cuente con lo siguiente:

- a. Datos generales de identificación de la Asignación o del Contrato, según corresponda, y del año al que se refiere dicho informe;
- b. Nombre del Responsable Oficial, identificándolo dentro del organigrama del Operador Petrolero;

Inciso reformado DOF 23/02/2021

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

- i. Derogado
Subinciso reformado DOF 11/12/2017; Derogado 23/02/2021
- 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;
Subinciso reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

iii. Derogado
Subinciso derogado 23/02/2021



- iv.** Cualquier evento, tal como accidente, falla de los Instrumentos de Medida, variación y cambio sustancial en las características de los Hidrocarburos, en su caso, así como su correspondiente impacto en los Mecanismos de Medición.
- 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.
Subinciso adicionado DOF 23/02/2021;
- d.** Información sobre los Hidrocarburos extraídos o producidos y su Calidad, en el que se detalle lo siguiente:
Inciso reformado DOF 23/02/2021
 - i.** Por cada Punto de Medición:
Subinciso reformado DOF 23/02/2021
 - a.** Volumen promedio de Hidrocarburos por día;
Inciso reformado DOF 23/02/2021
 - b.** Calidad promedio de los Hidrocarburos, y
Inciso reformado DOF 23/02/2021
 - c.** Volumen de agua promedio por día.
Inciso reformado DOF 23/02/2021
 - ii.** Derogado
Subinciso derogado DOF 23/02/2021
 - iii.** Derogado
Subinciso derogado DOF 23/02/2021
- 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.
Inciso reformado DOF 23/02/2021
- f.** Gestión y Gerencia de la Medición:
 - i.** Normas, estándares y procedimientos:
 - 1.** Resumen de actividades relacionadas con el número de Diagnósticos y Auditorías que se llevaron a cabo durante el año, y
 - 2.** Modificaciones en procedimientos, manuales, instructivos, entre otros.
 - ii.** Sistemas de Medición:
 - 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.
Numeral reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021
 - 2.** En particular, los eventos en los Sistemas de Medición, así como el mantenimiento o Calibración realizada.
Numeral reformado 23/02/2021
 - iii.** Responsabilidades y competencias del personal:
 - 1.** Derogado
Numeral derogado 23/02/2021



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

Numeral reformado 23/02/2021

- 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.

Inciso reformado 23/02/2021

- h.** Resultados obtenidos derivados del seguimiento de los indicadores de desempeño y, en su caso, la justificación de las desviaciones.

La entrega de la información a que hace referencia esta fracción deberá realizarse durante el mes de enero del año inmediato siguiente a aquel que se reporte, en los medios que la Comisión determine conforme a lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

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.

Párrafo reformado DOF 23/01/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/01/2021

Lo anterior, de forma física o electrónica, incluyendo:

- a.** Información de los Mecanismos de Medición, tales como documentos de diseño; especificaciones de los Instrumentos de Medida, sistemas, funcionalidad, diagramas de Instrumentos de Medida y de tuberías, flujogramas y planos, isométricos y cálculos;
- b.** Información sobre los Instrumentos de Medida utilizados para medir las diversas magnitudes como flujo, volumen, masa, temperatura, presión, densidad, viscosidad, longitud, así como análisis químicos, cromatográficos y corte de agua, entre otros;
- c.** Información y acceso al computador de flujo y a los sistemas telemétricos en el Punto de Medición y, en su caso, por medio de la red o plataforma informática del Operador Petrolero;
- d.** Manuales de los fabricantes de los diversos Instrumentos de Medida y computadores de flujo, relativos a la operación, verificación, mantenimiento, reparación, configuración, entre otras. Asimismo, deberán conservarse los manuales desarrollados por el Operador Petrolero, tales como el manual de calidad, manual de instalación y el manual de procedimientos, debidamente actualizados;
- e.** Documentación sobre los siguientes procesos:



- i.** Operaciones;
- ii.** Seguridad;
- iii.** Mantenimiento preventivo y correctivo;
- iv.** Calibración local, remota, por laboratorio y por probador;
- v.** Memoria de cálculo del valor de la Incertidumbre de Medida;
- vi.** Balance de Hidrocarburos;
- vii.** Registro de eventos;
- viii.** Muestreo;
- ix.** Procesos de laboratorio;
- x.** Verificación de Computadores de Flujo;
- xi.** Contingencias;
- xii.** Emergencias;
- xiii.** Tratamiento de Errores en la Medición de Hidrocarburos, y
Subinciso reformado DOF 23/02/2021
Subinciso reformado DOF 23/02/2021
- xiv.** Auditorías.
Subinciso adicionado DOF 23/02/2021
- f.** Información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los Mecanismos de Medición desde la extracción y elementos del proceso, tales como separación, mezcla, estabilización, entre otros.
- g.** Información soporte sobre los Diagnósticos y Auditorías.
- h.** Información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en la Medición de los Hidrocarburos, entre otros, que demuestren la capacidad del personal.
- 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.
Inciso adicionado DOF 23/02/2021

Derogado.

Párrafo derogado DOF 23/012/2021

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

Párrafo reformado DOF 11/12/2017; 23/012/2021

V. De la información a reportar. Para efecto de los reportes de información a que hacen referencia las fracciones I, II y III del presente artículo, el Operador Petrolero deberá considerar las cantidades de Petróleo, Gas Natural, agua y Condensado, considerando tanto los Condensados recuperados como los Condensados calculados provenientes de los pentanos e Hidrocarburos más pesados, expresadas en las unidades de medida requeridas para cada tipo de Hidrocarburo conforme a lo siguiente:

- 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;

Inciso reformado DOF 23/02/2021



- b.** Para el caso del Condensado, el volumen se reportará en Barriles. 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;
- 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;
Inciso reformado DOF 23/02/2021
- d.** Para el caso de que, en el Punto de Medición, el Gas Natural, contenga pentanos e hidrocarburos más pesados, la información presentada deberá estar sustentada en el análisis cromatográfico señalado en el artículo 32 de los presentes Lineamientos; considerando que el reporte de volumen de estos componentes deberá ser expresado en barriles y calculado de acuerdo con el estándar API MPMS14.5.
- 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
Inciso reformado DOF 23/02/2021
- 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.
Inciso reformado DOF 23/02/2021
Fracción adicionada DOF 11/12/2017

La información solicitada en las fracciones I a la IV del presente artículo, se considerará soporte de la Gestión y Gerencia de Medición.

Párrafo adicionado DOF 11/12/2017

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

Artículo 11. De las condiciones y unidades para la entrega de la información. Las condiciones de referencia y unidades para la entrega de información de la Medición de Hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en la LISH son las siguientes:

- I. Condiciones de referencia o estándar:
 - a. Temperatura 15.56°C (60° F), y
 - b. Presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera).
- II. Volumen para Hidrocarburo líquido en Barril (158.99 Litros);
- III. Volumen para Gas Natural en MMPC, y
- IV. Equivalente Energético del Gas Natural en MMBTU.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

Fracción reformada DOF 23/02/2021

Artículo reformado DOF 11/12/2017

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 reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

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 reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

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 reformado DOF 23/02/2021

Artículo 15. De la medición estática y dinámica. La Medición de los Hidrocarburos líquidos podrá ser estática o dinámica.

La Medición estática de los Hidrocarburos deberá realizarse en tanques medidores o de almacenamiento, debidamente instrumentados y calibrados.

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

Artículo 16. De los Instrumentos de Medida. El Operador Petrolero deberá 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.

Artículo 17. De las derivaciones. En el Punto de Medición y en la Medición de Transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la Medición de los Hidrocarburos.

Los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán tener aseguramientos o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.

Artículo 18. Del acceso a los Sistemas de Medición. Todos los elementos de los Sistemas de Medición deberán ser fácilmente accesibles para su mantenimiento, Calibración y Supervisión, en condiciones de seguridad.

Los Sistemas de Medición deberán ser construidos de tal forma que permitan su seccionamiento, cierre de partes o cierre del conjunto de Instrumentos de Medida que lo componen, con el objeto de estar en posibilidad de remover accesorios, tuberías y accesorios anexos a los Instrumentos de Medida, entre otros.



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:

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

III. Sistemas telemétricos. El Operador Petrolero deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición. En todo momento, el Operador Petrolero deberá garantizar a la Comisión el acceso a dichos sistemas, sin costo alguno para ésta. La información diaria y por periodo obtenida en el Punto de Medición debe estar disponible para ser transmitida vía telemétrica y electrónica a la Comisión.

En el caso de que por causas de fuerza mayor se impida la transmisión telemétrica de los datos obtenidos, éstos deberán ser remitidos por el Operador Petrolero directamente a la Comisión conforme a lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

IV. Calidad. El Operador Petrolero deberá garantizar la determinación de Calidad de los Hidrocarburos en el Punto de Medición.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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, 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.

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

En todo caso, la Comisión deberá tomar en consideración el carácter de Asignatario o Contratista del Operador Petrolero, así como la modalidad contractual o los términos de la Asignación.



El plan de desarrollo para la Extracción que presenten los Operadores Petroleros para aprobación de la Comisión, deberá incluir, en su caso, el proyecto de acuerdo entre Operadores Petroleros o entre un Operador Petrolero y un tercero, el cual deberá referir, al menos, lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

- I. El procedimiento para determinar los volúmenes y Calidad que corresponden a cada Operador Petrolero.
- II. Los acuerdos sobre los elementos que inciden en el Balance de Hidrocarburos de cada Contrato o Asignación y el acuerdo o contrato con el tercero o terceros, hasta llegar al Punto de Medición.
- III. Las responsabilidades que asume cada Operador Petrolero y el tercero, en su caso, tales como costos, datos operativos, condición de Hidrocarburos, entre otros.
- IV. La identificación del responsable de la Gestión y Gerencia de los Mecanismos de Medición en el Punto de Medición compartido.

Fracción reformada DOF 11/12/2017; 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

En caso de no llegar a un acuerdo entre Operadores Petroleros, la Comisión determinará los términos y condiciones para el uso compartido del Punto de Medición.

Los Operadores Petroleros deberán dar acceso al Punto de Medición a la Comisión o al Comercializador contratado por ésta.

En su caso, la Comisión se coordinará con la Comisión Reguladora de Energía, en los términos señalados en el artículo 5 de los presentes Lineamientos.

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

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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 reformado DOF 23/02/2021

Los resultados de los Instrumentos de Medida deberán tener Trazabilidad Metrológica a Patrones nacionales o internacionales o estándares de medida, con el objetivo de minimizar la ocurrencia de errores sistemáticos y en contribución al nivel de Incertidumbre de Medida establecido en los presentes Lineamientos y en el Dictamen Técnico.

Derogado

Párrafo derogado DOF 23/02/2021

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 nacionales o internacionales.

Artículo 23. De la medición de agua. Para la medición de agua, el Operador Petrolero se sujetará a lo siguiente:

- I. **Unidades de Medida:** El agua producida durante la Extracción de los Hidrocarburos podrá ser medida en volumen o en masa, pero deberá ser reportada en volumen.
- II. **Capacidad:** La selección del tipo de Instrumento de Medida para medir el agua dependerá de los volúmenes a ser medidos.
- 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.

La medición del volumen de agua en los separadores deberá ser directa y podrá ser prorrateada a los pozos del área correspondiente. El procedimiento de prorrateo deberá ser realizado conforme a la normativa aplicable o, en su defecto, conforme al estándar *API MPMS Chapter 20* e informando a la Comisión en el correspondiente plan de desarrollo para la Extracción.

Artículo 24. De la medición multifásica. El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción, considerando lo siguiente:

- 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.
Fracción reformada DOF 23/02/2021
- II. **Uso:** Los medidores multifásicos fijos o portátiles se podrán utilizar para prueba de pozo en lugar de separadores de prueba, siempre y cuando la diferencia de Medición de Hidrocarburos o, en su caso, la Incertidumbre de Medida esté dentro del intervalo establecido para el lugar en donde se lleve a cabo la Medición de Hidrocarburos.
- III. **Aprobación:** La Comisión aprobará el uso de dichos medidores en el Dictamen Técnico correspondiente.

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:

Párrafo reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

- 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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

- II. El Gas Natural aprovechado deberá medirse directamente a través de medidores de flujo.

Fracción reformada DOF 11/12/2017

- 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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

- 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.

Fracción reformada DOF 11/12/2017; 23/02/2021

- V. Derogado

Fracción reformada DOF 11/12/2017; Derogado DOF 23/02/2021

- 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.

Fracción reformada DOF 11/12/2017; 23/02/2021

- 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%.

Fracción reformada DOF 11/12/2017; 23/02/2021

En caso de que por razones excepcionales se ventee el Gas Natural, el Operador Petrolero también deberá reportarlo a la Comisión en los términos señalados en el presente artículo.

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

Capítulo IV De la determinación de la Calidad

Denominación reformada DOF 23/02/2021

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 reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

La densidad podrá ser medida por un densímetro en línea o calculada con una ecuación de estado, conjuntamente con los datos de temperatura y presión del fluido medido. La presión y la temperatura deberán ser representativas de las condiciones del gas en la línea.

La composición será determinada mediante análisis cromatográfico.

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

Artículo reformado DOF 11/12/2017

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 Sulfhídrico (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 (°API);
- ii. Ácido Sulfhídrico (H₂S) (ppm), y
- iii. Contenido de sal (lb/Mbl).

b) Gas Natural:

- i. Azufre total (mg/m³), y
- ii. Poder Calorífico Superior (BTU/ft³).

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 reformado DOF 23/02/2021

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 reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

El análisis de las muestras deberá llevarse a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

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 reformado DOF 23/02/2021

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 reformado DOF 23/02/2021



Adicionalmente, el Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, mismo que deberá remitir a la Comisión.

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

Artículo 33. De la determinación de la calidad para la Medición de Transferencia. Para la Medición de Transferencia se deberán instalar Instrumentos de Medida que permitan conocer la calidad de los Hidrocarburos en función del producto a medir y de las condiciones establecidas en los contratos entre Operadores Petroleros, entre Operadores Petroleros y los terceros que lleven a cabo actividades de Transporte o Almacenamiento. Excepcionalmente estos análisis se podrán llevar a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

Capítulo V De los Balances

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 reformado DOF 23/02/2021

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:

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

- I.** Volumen extraído;
- II.** Volumen inyectado al yacimiento;
- III.** Volumen almacenado;
- IV.** Volumen usado como combustible en las actividades petroleras;
- V.** Volumen de mermas;
- VI.** Volumen de empaque y desempaque;
- VII.** Volumen quemado o venteado;
- VIII.** Volumen en el Punto de Medición, de Transferencia, Referencia y Operacional;

Fracción reformada DOF 23/02/2021



- 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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

Artículo reformado DOF 11/12/2017

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 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 reformado DOF 23/02/2021

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.

Artículo 39. De la Incertidumbre de Medida en la Medición de Transferencia. El Dictamen Técnico que emita la Comisión establecerá la capacidad de Medición de Hidrocarburos expresada en términos de Incertidumbre de Medida en la Medición de Transferencia, dependiendo de las condiciones de proceso de Producción, de las características y del volumen de los fluidos extraídos y del acuerdo del Operador Petrolero con un tercero al cual se le transfiere el Hidrocarburo; lo anterior, con base en la



información que proporcione el Operador Petrolero conforme a los presentes Lineamientos.

Artículo 40. De la Incertidumbre de Medida para la Medición Operacional y la Medición de Referencia. El Dictamen Técnico que emita la Comisión, establecerá la capacidad de Medición de Hidrocarburos expresada en términos de Incertidumbre de Medida, dependiendo de las condiciones del proceso de Producción, de las características y del volumen de los fluidos extraídos; lo anterior, con base en la información que proporcione el Operador Petrolero conforme a los presentes Lineamientos.

Capítulo VII **De las normas y estándares nacionales e internacionales**

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.

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:

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

- I. Diseño e instalación de Sistemas de Medición, equipos e Instrumentos de Medida;
- II. Medición estática de Hidrocarburos en tanques;
- III. Medición dinámica de Hidrocarburos líquidos:
 - a. De aplicación en diseño;
 - b. De tipos de Instrumento de Medida de volumen o caudal;
 - c. Patrones de referencia tipo tubería;
 - d. Cálculos, y
 - e. Computador de flujo y volumen.
- IV. Medición dinámica del Gas Natural;
Fracción reformada DOF 11/12/2017
- V. Determinación de la Calidad de los Hidrocarburos:
Fracción reformada DOF 23/02/2021
 - a. Hidrocarburos líquidos;
 - b. Gas Natural, y
Inciso reformado DOF 11/12/2017
 - c. Otros procedimientos de referencia.
- VI. Determinación de la Incertidumbre de medida;
- VII. Recepción y entrega de los Hidrocarburos, en su caso;
- VIII. Prorrates;
- IX. Gestión y Gerencia de la Medición de Hidrocarburos, y
- X. Construcción, resistencia mecánica y seguridad de instalaciones y de los Sistemas de Medición.



Título III **De la aprobación y de la verificación de los Mecanismos de Medición**

Capítulo I **De los requerimientos**

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:

Párrafo reformado, DOF 02/08/2016; 23/02/2021

- I. Política de Medición del Operador Petrolero.** Documento a que hace referencia el artículo 6 de los presentes Lineamientos.
- II. Procedimientos:**
 - a.** De mantenimiento de los Sistemas de Medición y sus Instrumentos de Medida.
 - b.** Para la confirmación metrológica.
 - c.** Para la elaboración del Balance.
 - d.** Para la Calibración de Instrumentos de Medida.
- III. Diagramas generales de infraestructura.** Isométricos de las instalaciones de Producción, Recolección, Almacenamiento que utilizará y las cuales incluyen, al menos, pozos, baterías, compresoras, bombas, deshidratadoras, rectificadores, tanques de almacenamiento, ductos, otros Sistemas de Medición y, en general, de la infraestructura necesaria para desplazar los Hidrocarburos desde el pozo hasta el Punto de Medición.
- 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.
Fracción reformada DOF 23/02/2021
- V. Diagramas de los Instrumentos de Medida.** Isométricos de la instalación de los Instrumentos de Medida que incluye su conexión con las instalaciones de Producción y los Sistemas de Medición.
- VI. Uso compartido del Punto de Medición.** En su caso, proyecto de acuerdo para el uso compartido del Punto de Medición, en los términos del artículo 20 de los presentes Lineamientos.
- VII. Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos.** Cronograma de implementación de los procedimientos, manuales, guías, programas de capacitación, entre otros, así como un programa referente a la construcción, actualización y modificación de los Sistemas de Medición y de las instalaciones de Producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos, conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.
- 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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

X. Programa de implementación de la Bitácora de Registro. Metodología y cronograma para la implementación de la Bitácora de Registro con la cual se llevará a cabo el registro, control y evaluación de las actividades relacionadas con la operación de los Mecanismos de Medición.

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.

Fracción reformada DOF 23/02/2021

XII. Competencias técnicas. Evidencias de las competencias técnicas del Responsable Oficial y del personal involucrado en la Medición de Hidrocarburos, incluyendo certificados, evaluación de competencias y cursos, entre otros.

XIII. Indicadores de desempeño. Propuesta de indicadores de desempeño de la instrumentación de los Mecanismos de Medición, dentro de los cuales, deberán estar comprendidos, entre otros, aquellos que permitan dar cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33 de los presentes Lineamientos.

Asimismo, se deberá señalar la metodología de cálculo de cada indicador y, entregar, cuando menos, el nombre del mismo, la fórmula o descripción, la unidad de medida, la frecuencia de medida, las metas y los procedimientos de evaluación de los indicadores de desempeño.

XIV. Responsable Oficial. Datos del Responsable Oficial.

Derogado

Párrafo adicionado, DOF 02/08/2016; Derogado DOF 23/02/2021

Derogado

Párrafo adicionado, DOF 02/08/2016; Derogado DOF 23/02/2021

Derogado

Párrafo adicionado, DOF 02/08/2016; Derogado DOF 23/02/2021

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 adicionado DOF 23/02/2021

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 adicionado DOF 23/02/2021

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 adicionado DOF 23/02/2021

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 adicionado DOF 23/02/2021

Artículo 43. De la evaluación de los Mecanismos de Medición. Para la evaluación y, en su caso, aprobación de los Mecanismos de Medición contenidos en los planes, la Comisión llevará a cabo lo siguiente:

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

Fracción reformada, DOF 23/02/2021

II. Analizar la información proporcionada por el Operador Petrolero y su cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición, en los términos de lo establecido en artículo 44 siguiente;

Fracción reformada, DOF 11/02/2016

III. Analizar la congruencia de los diferentes componentes de los Mecanismos de Medición con los planes respectivos, y

Fracción reformada, DOF 02/08/2016

IV. Considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

Fracción reformada, DOF 23/02/2021

Artículo reformado, DOF 02/08/2016

Artículo 44. Del análisis del cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición. La Comisión analizará la integridad y contenido de la información recibida de conformidad con los siguientes criterios de evaluación:

I. Se verificará que el Operador Petrolero cuente con un documento en donde se establezca la política de Medición de Hidrocarburos y los procedimientos que correspondan;

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;

Fracción reformada, DOF 23/02/2021

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;

Fracción reformada, DOF 23/02/2021



- IV. Se evaluará la propuesta de ubicación de los Instrumentos de Medición para llevar a cabo la Medición de Transferencia, la Medición Operacional y de Referencia, así como la posibilidad de determinar la calidad de los Hidrocarburos en dichas mediciones;
- V. Se analizará la necesidad del uso compartido del Punto de Medición y, en su caso, el proyecto de acuerdo entre los Operadores Petroleros u otros terceros para tal efecto, en los términos del artículo 20 de los presentes Lineamientos;
- VI. Se revisará que el presupuesto de las Incertidumbres de Medida cuente con el sustento necesario para que sus elementos sean rastreables e identificables en los Sistemas de Medición;
- VII. Se verificará la posibilidad de disminuir la Incertidumbre de Medida conforme a la evaluación económica respectiva;
- 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;

Fración reformada, DOF 23/02/2021

- IX. Se verificará que el Balance prevea la Medición directa o indirecta de los Hidrocarburos, según corresponda;
- X. Se analizará que la Bitácora de Registro prevea el registro, control y evaluación de las actividades relacionadas con la operación de los Mecanismos de Medición;
- XI. Se revisarán los alcances de los indicadores de desempeño propuestos, y
- XII. Se analizará el contenido y programa de Diagnósticos a realizar.

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 reformado, DOF 23/02/2021

Artículo 46. De los resultados de la evaluación a los Mecanismos de Medición. Con base en la evaluación de la información a que se refiere el artículo 42 de los presentes Lineamientos, el Dictamen Técnico establecerá, en relación con los Mecanismos de Medición, lo siguiente:

- I. La aprobación de los Mecanismos de Medición, en su caso;



- II. La determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición, así como para la Medición Operacional y de Transferencia, y
- III. La determinación de las Incertidumbres de Medida, así como los parámetros de calidad que correspondan.

Artículo reformado, DOF 11/02/2016

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 reformado, DOF 23/02/2021

Capítulo II **Del funcionamiento de los Sistemas de Medición**

Artículo 48. De la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición. El Operador Petrolero deberá dar aviso a la Comisión de la entrada en operación de los Sistemas de Medición aprobados con al menos quince días hábiles de anticipación, a efecto de que la Comisión, por sí misma o a través de un tercero designado por ella, esté presente cuando la operación se lleve a cabo si así lo considera conveniente, en los términos de los artículos 53 al 55 de los presentes Lineamientos.

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.

Párrafo reformado, DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado, DOF 23/02/2021



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 adicionado, DOF 23/02/2021

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 adicionado, DOF 23/02/2021

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 adicionado, DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado, DOF 23/02/2021

En caso de que las fallas en la operación de los elementos sean detectadas por el Operador Petrolero, éste deberá realizar el ajuste necesario 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.

Párrafo reformado, DOF 23/02/2021

En caso de fallas o desviaciones en los Sistemas de Medición, si los Instrumentos de Medida de respaldo hubieren fallado o si existiera una desviación por más de 1%, se ajustan los valores de Medición como sigue:

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

- I. Se considerará que el periodo durante el cual las mediciones deberán ser ajustadas será la segunda mitad del periodo contado a partir de la última prueba de los Sistemas de Medición, y
- II. Las cantidades entregadas serán estimadas conforme a toda la información disponible, incluyendo los registros de cualquier venta de Hidrocarburos.



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 reformado DOF 11/12/2017; 23/02/2021

Artículo 52. De los avisos. El Operador Petrolero deberá dar aviso a la Comisión, dentro de los siguientes cinco días hábiles posteriores, cuando ocurra lo siguiente:

- I. Desviaciones de los volúmenes reportados respecto a los proyectados, como consecuencia de problemas en la operación o funcionamiento de los Sistemas de Medición;
- II. Posibles retrasos o eventualidades en los programas de mantenimiento de las instalaciones e Instrumentos de Medida;
- III. Errores en los reportes o informes que presente a la Comisión, los cuales deberán acompañarse de una justificación;
- IV. Cambio en la programación de pruebas de Calibración, y
- V. Entrada o salida parcial, total o definitiva de operación de los Sistemas de Medición.

Fracción reformada DOF 11/12/2017

Fracción adicionada DOF 11/12/2017

Artículo 53. De las aprobaciones. El Operador Petrolero deberá someter a aprobación de la Comisión, previo a su ocurrencia, lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 11/12/2017

- I. Programación de modificación o reemplazo de los Sistemas de Medición, de sus elementos o del software relacionado con los mismos;
- 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. Cambios en las versiones del software utilizadas por el computador de flujo y de cualquier modificación o alteración al mismo;
- IV. Inclusión o modificación de los equipos y procedimientos para la toma de muestras que influyen en la determinación de la calidad de Hidrocarburos, y
- V. Cambio en el Responsable Oficial.

Fracción adicionada DOF 23/02/2021

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 adicionado DOF 11/12/2017; Reformado DOF 23/02/2021

En estos casos, la Comisión resolverá la solicitud correspondiente dentro de los 15 días hábiles posteriores a que haya sido recibida la solicitud. La Comisión podrá prevenir al interesado, dentro de los primeros 5 días hábiles posteriores que se haya recibido la solicitud, a fin de que el Operador Petrolero subsane la información. La prevención suspenderá los plazos para la aprobación de la solicitud correspondiente.

Párrafo adicionado DOF 11/12/2017



Por su parte, el Operador Petrolero deberá subsanar la información dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación de la prevención señalada en el párrafo anterior. En caso de que el Operador Petrolero no subsane la información, o no se desahogue la prevención en el plazo señalado, la Comisión desechará la solicitud.

Párrafo adicionado DOF 11/12/2017

En caso de que un Operador Petrolero presente 3 o más solicitudes de manera simultánea, los plazos establecidos en el presente artículo se ampliarán hasta por el doble del tiempo previsto para que la Comisión resuelva lo conducente.

Párrafo adicionado DOF 11/12/2017

Derogado

Párrafo reformado DOF 11/12/2017; Derogado DOF 23/02/2021

Título IV

Del seguimiento al cumplimiento de las obligaciones del Operador Petrolero

Artículo 54. De los procedimientos administrativos. Para la Supervisión del cumplimiento de los presentes Lineamientos la Comisión instaurará, sustanciará y resolverá los procedimientos administrativos que correspondan.

Lo anterior, en los términos señalados en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y que en la materia sean aplicables.

Artículo 55. De la Supervisión. La Comisión supervisará el cumplimiento de los Lineamientos, a través de las siguientes acciones de Supervisión:

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

- I. El seguimiento a los avisos de los Operadores Petroleros;
Fracción reformada DOF 23/02/2021
- II. Requerimientos de reportes, Diagnósticos e informes;
Fracción reformada DOF 23/02/2021
- III. La atención de audiencias y comparecencias, y
Fracción reformada DOF 23/02/2021
- IV. La realización de visitas, inspecciones, verificaciones o Auditorías que resulten aplicables.
Fracción adicionada DOF 23/02/2021

La Comisión podrá, entre otras actividades, acreditar a terceros y hacer uso de cualquier proceso normativo, instrumento o mecanismo tecnológico conforme lo considere necesario.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021



Asimismo, la Comisión supervisará que los Sistemas de Medición hayan sido construidos, mantenidos y operados conforme a lo aprobado en el Dictamen Técnico y, en su caso, podrá ordenar la instalación o instalar Instrumentos de Medición.

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que correspondan.

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionando DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

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.

Párrafo adicionando DOF 23/02/2021

Artículo 59. De las competencias técnicas del Diagnosticador. El Operador Petrolero deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos. Dichos documentos deberán ser emitidos por organismos nacionales o internacionales, laboratorios primarios o secundarios, o por una institución educativa que cuente con las competencias técnicas en la formación de personal para llevar a cabo Auditorías internas o de primera parte.



Artículo 60. Del seguimiento a los resultados de las Auditorías y Diagnósticos. Los resultados de las Auditorías y Diagnósticos deberán registrarse en el sistema de administración a cargo de la Comisión. El Operador Petrolero deberá atender las no conformidades, observaciones, deficiencias o comentarios respectivos.

Título V

De las sanciones y principios que rigen la actuación de la Comisión

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.

Párrafo reformado DOF 23/02/2021

La Comisión sustanciará los procedimientos administrativos correspondientes para supervisar y, en su caso, impondrá las sanciones correspondientes. Lo anterior, tomando en cuenta la gravedad de la infracción y conforme a los procedimientos establecidos en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Artículo 62. De los principios que rigen las actuaciones de la Comisión. Todos los actos previos que se lleven a cabo al amparo de los Lineamientos y aquellos que deriven del cumplimiento de los mismos se sujetarán a las normas aplicables en materia de combate a la corrupción.

La actuación de los servidores públicos en el ejercicio de sus atribuciones y facultades que se lleven a cabo al amparo de los Lineamientos se sujetará a los principios constitucionales de legalidad, honradez, lealtad, imparcialidad y eficiencia.

TRANSITORIOS

PRIMERO. Los presentes Lineamientos entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. Se derogan los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos, aprobados mediante la Resolución CNH.06.001/11, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 11 de junio de 2011 y modificados mediante Resolución CNH.E.02.004/13.

TERCERO. A partir de la entrada en vigor de los presentes Lineamientos, Petróleos Mexicanos deberá remitir a la Comisión los Mecanismos de Medición de las Asignaciones vigentes para su evaluación, en los términos de los presentes Lineamientos. Derivado de dicha evaluación, la Comisión determinará las medidas y los plazos mediante los cuales Petróleos Mexicanos dará cumplimiento a los presentes Lineamientos.

Dicho proceso se llevará a cabo conforme al calendario establecido en el Anexo III de los presentes Lineamientos, salvo que Petróleos Mexicanos requiera someter a consideración de la Comisión, con antelación, la modificación de los planes de desarrollo para la Extracción para diversos efectos, supuesto en el cual la evaluación de los Mecanismos de Medición se llevará a cabo de manera simultánea al Dictamen Técnico respectivo.



CUARTO. En tanto se lleva a cabo el proceso señalado en el transitorio Tercero anterior, Petróleos Mexicanos deberá continuar reportando a la Comisión, en el portal establecido para tal efecto, la información que a continuación se describe:

- I. Mensual:
 - a. Información de producción mensual por instalación, campo y pozo.
- II. Cuando exista una instalación nueva o modificación:
 - a. DTI (Diagramas de Tubería e Instrumentación).
 - b. Diagramas de la instalación.
 - c. Informes y diagnósticos de Sistemas de Medición.
 - d. Información de Telemetría.
 - e. Lista de Personal Responsable de los Sistemas de Medición.
 - f. Metodología para elaborar el balance.
 - g. Memoria Descriptiva de Operación.
 - h. Memoria Descriptiva de los Instrumentos.

QUINTO. Los interesados en obtener la aprobación de Auditores a los que hace referencia el artículo 3, fracción II, de los presentes Lineamientos, únicamente deberán presentar ante la Comisión la acreditación emitida por la entidad o entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano. Lo anterior, en tanto la Comisión no establezca requisitos para la citada aprobación, los cuales deberán ser publicados en el Diario Oficial de la Federación.

SEXTO. Para el caso de Contratos de Exploración y Extracción que se encuentren en producción al momento de su suscripción y, hasta en tanto no se determine el Punto de Medición, el Operador Petrolero pondrá a consideración de la Comisión el Punto de Medición que atienda lo dispuesto por los artículos 28 y 37 de los presentes Lineamientos, a partir de la suscripción del Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos respectivo o en su caso, podrá manifestar a la Comisión alguno de los puntos de Medición Operacional como Puntos de Medición. Dicha manifestación se realizará por lo menos diez días naturales previos a la transición inicial correspondiente al Contrato de Exploración y Extracción respectivo.

En caso de que dichos puntos de Medición Operacional no cumplan con los niveles de Incertidumbre y de calidad establecidos para los Puntos de Medición en términos de los artículos 28 y 37 de los presentes Lineamientos, el Operador Petrolero será responsable de presentar a la Comisión sus Mecanismos de Medición para su evaluación en un plazo no mayor a 30 días hábiles siguientes a la fecha de suscripción del Contrato de Exploración y Extracción respectivo. Derivado de dicha evaluación, la Comisión determinará las medidas y los plazos mediante el Operador Petrolero dará cumplimiento a los presentes Lineamientos hasta en tanto se presente el plan de desarrollo correspondiente.

SÉPTIMO. En tanto la Comisión lleva a cabo el procedimiento señalado en el Tercero Transitorio de los presentes Lineamientos, Petróleos Mexicanos deberá considerar como Puntos de Medición los referidos en el Anexo 3 de los mismos, para efectos de la medición del volumen y calidad extraído de hidrocarburos para cada una de las Asignaciones vigentes.



Lo anterior, a efecto de que a partir de dichos Puntos de Medición, Petróleos Mexicanos lleve a cabo los Balances correspondientes, en los términos de los artículos 26, 27, 34 y 35 de los presentes Lineamientos, para determinar el volumen extraído, contenido de azufre y Densidad API para el Petróleo; el volumen extraído y calidad de cada uno de los componentes del Gas Natural, ya sean metanos, etanos, propanos y butanos, así como la Relación Gas-Aceite (RGA) y el porcentaje de azufre; así como el volumen extraído y calidad de los Condensados, incluyendo contenido de azufre y Densidad API.

Dicha información deberá ser validada por Petróleos Mexicanos y reportada por Asignación, de acuerdo a lo establecido a los numerales 5, 8, 10, 14, 17, 19 de las Reglas de Carácter General para Definir los Métodos de Ajuste del Valor de los Hidrocarburos de los Derechos Sobre Hidrocarburos publicadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2015, reformadas y adicionadas mediante Acuerdo 08/2015, publicado en el mismo medio de difusión oficial el 6 de julio de 2015.

La metodología para la elaboración de los Balances referidos en el párrafo anterior deberá ser presentada por Petróleos Mexicanos a esta Comisión, para su aprobación, durante los siguientes tres días hábiles contados a partir de la entrada en vigor del presente.

Junto con la metodología antes señalada, Petróleos Mexicanos presentará un plan de trabajo detallado para los ajustes que deberá de llevar cabo en el balance volumétrico o composicional, en el cual deberá considerar la homologación de unidades, factores de correspondencia entre sistemas de unidades y las condiciones de presión y temperatura en que se reporte la producción, composición química y balances de los hidrocarburos en las Asignaciones.

La metodología y el plan de trabajo deberán ser acompañados de la información soporte que permita a la Comisión llevar a cabo su análisis técnico y, en su caso aprobación, en un plazo no mayor a tres días hábiles posteriores a su entrega.

El presente transitorio estará vigente para cada una de las Asignaciones hasta que se cumpla el plazo que determine la Comisión en la evaluación correspondiente, conforme al Tercero Transitorio de estos Lineamientos.

Transitorio adicionado DOF 11/02/2016

México, D.F., a 9 de septiembre de 2015.- Los Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Juan Carlos Zepeda Molina**. - Rúbrica. - Los Comisionados: **Edgar René Rangel Germán, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix**. - Rúbricas.

PRIMERA REFORMA

ACUERDO CNH.E.02.001/16, mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 43, fracción II y 46, primer párrafo y adiciona el transitorio séptimo a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, publicados el 29 de septiembre de 2015.

Publicado en el DOF el 11 de febrero de 2016.

PRIMERO. - Se **modifican** los artículos 43, fracción II y 46, primer párrafo de los Lineamientos para quedar como sigue:



...

TRANSITORIOS

PRIMERO. - El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. - Inscribese el presente Acuerdo en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Ciudad de México, a 9 de febrero de 2016.- Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Juan Carlos Zepeda Molina**. - Rúbrica. - Los Comisionados: **Edgar René Rangel Germán, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix**. - Rúbricas.

SEGUNDA REFORMA

ACUERDO CNH.E.29.002/16 mediante el cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos modifica los artículos 42 y 43 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Publicado en el DOF el 2 de agosto de 2016.

ÚNICO. - Se modifican los artículos 42 y 43 de los Lineamientos para quedar como sigue:

...

TRANSITORIOS

PRIMERO. - El presente Acuerdo entrará en vigor el día de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. - Inscribese el presente Acuerdo en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Ciudad de México, a 15 de julio de 2016.- Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Juan Carlos Zepeda Molina**. - Rúbrica. - Los Comisionados: **Alma América Porres Luna, Sergio Henrivier Pimentel Vargas, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix**. - Rúbricas.

TERCERA REFORMA

ACUERDO CNH.E.61.005/17 por el que se modifican y adicionan diversos artículos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

Publicado en el DOF el 11 de diciembre de 2017.

ARTÍCULO ÚNICO. Se modifican los artículos 10, primer párrafo, fracción I, fracción II en sus letras a., b. y c. y último párrafo; fracción III en los puntos i y ii de la letra c.; numeral 1, del punto ii de la letra f. y último párrafo; fracción IV, último párrafo; 11, primer párrafo y



fracciones I, II, III y IV; 12; 13, párrafos primero, segundo y tercero; 20, tercer párrafo y fracción I; 25, primer párrafo, fracciones II, IV, V, VI y VII, y segundo párrafo; 27; 28, fracción II; 32, segundo párrafo; 36; 41, fracción IV y letra b de la fracción V, 50 cuarto párrafo; 51; 52, fracción IV; 53, primer y último párrafos; **se adicionan** al artículo 3 las fracciones VIII Bis, XI Bis y XVIII Bis, al artículo 10, un segundo párrafo en la fracción I; los puntos i a v. a la letra c. de la fracción II, una fracción V y el último párrafo; al artículo 52 una fracción V y al artículo 53, los párrafos segundo, tercero, cuarto y quinto y se recorre el párrafo subsecuente; los formatos del Anexo 1; y dos referencias normativas al Anexo 2.; y **se derogan** las letras d. y e. de la fracción II del artículo 10; el último párrafo del artículo 11; las fracciones I a V del artículo 13 y el último párrafo del artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos para quedar como sigue:

...

TRANSITORIOS

PRIMERO. El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. La Comisión Nacional de Hidrocarburos integrará a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos las modificaciones del presente Acuerdo, para contar con una versión integral de los mismos, los cuales pondrá a disposición del público en general, a través de la página de Internet www.gob.mx/cnh.

TERCERO. Los reportes y la entrega de la información que se hayan presentado ante la Comisión, previo a la entrada en vigor del presente Acuerdo, no le serán aplicables las modificaciones realizadas a los Lineamientos.

Ciudad de México, a 23 de noviembre de 2017. Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Juan Carlos Zepeda Molina**. - Rúbrica. - Los Comisionados: **Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix, Gaspar Franco Hernández**. - Rúbricas.

CUARTA REFORMA

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.

Publicado en el DOF el 23 de febrero de 2021.

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:

...

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 de los 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.



ANEXO 1 - FORMATOS

El presente Anexo establece los formatos a través de los cuales los Operadores Petroleros deben dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en los artículos 10 y 36 de los Lineamientos. Estos formatos son los siguientes:

- I. Formatos CNH_DGM_VHP
 1. Reporte mensual de producción de petróleo, gas natural y Condensados
 2. Reporte mensual de Aforos
- II. Formatos CNH_DGM_VHPM
 3. Reporte diario de producción por Punto de Medición.
 4. Reporte mensual de producción por Punto de Medición
- III. Formatos CNH_DGM_Balances
 5. Reporte de balance de petróleo.
 6. Reporte de balance de condensados.
 7. Reporte de balance de gas natural.
- IV. Formatos CNH_DGM_Censos
 8. Reporte anual de censo de medición - sistemas de medición.
 9. Reporte anual de censo de medición - tanques.
 10. Reporte anual de censo de equipos de autoconsumo.

Los formatos referidos en el presente Anexo estarán disponibles en hoja de cálculo en la página de Internet de la Comisión para facilitar su llenado.

Anexo adicionado DOF 11/12/2017

MEDICIÓN ESTÁTICA- Punto de Medición (Sujeta al Plan de Desarrollo)

VARIABLE	FORMATO/UNIDADES	DESCRIPCIÓN
NOMBRE DE TANQUE	Texto	
NIVEL FLUIDO TOTAL	mm (ft)	Lectura a la hora de cierre operacional de la medición con cinta del nivel del tanque
VOLUMEN BRUTO	Litros (Barriles)	Calculado. Volumen total de líquido correspondiente a la medida según lectura de tabla de aforo
NIVEL DE AGUA LIBRE	mm (ft)	Nivel de Agua libre en el Tanque
VOLUMEN DE AGUA LIBRE	Litros (Barriles)	Calculado. Volumen de Agua correspondiente a la medida según lectura de tabla de aforo



CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS (BSW)	%	Porcentaje de agua y sedimentos en el crudo
CONTENIDO DE AZUFRE	%	Porcentaje de azufre de acuerdo al último análisis de Laboratorio.
TEMPERATURA CRUDO EN TANQUE	°C (°F)	Temperatura a la cual está el Fluido en el Tanque
TEMPERATURA OBSERVADA EN LAB	°C (°F)	Temperatura a la cual fue leída la gravedad API en el laboratorio
API OBSERVADA EN LAB	API	Valor de la Gravedad API leída en el laboratorio
GRAVEDAD API @ 15.5556 °C (60 °F)	API	Calculado. Valor de la Gravedad API a Condiciones Estándar. API MPMS Cap. 12.1 Tabla 5A
FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA	Adimensional	Calculado. API MPMS Cap. 12.1 Tabla 6A
TEMPERATURA AMBIENTE °C (°F) * (2)	°C (°F)	Temperatura del ambiente (afecta el cálculo del factor de corrección por lámina)
FACTOR DE CORRECCIÓN POR LÁMINA	Adimensional	Calculado. Factor de corrección por lámina (Dependiendo su uso, si no valor 1)
VOLUMEN @ 15.5556 °C (60 °F)	Litros (Barriles)	Calculado. Volumen de Petróleo a Condiciones Estándar

MEDICIÓN DINÁMICA PETRÓLEO- Punto de Medición (Sujeto al Plan de Desarrollo)

VARIABLE	FORMATO / UNIDADES	DESCRIPCIÓN
NOMBRE DE MEDIDOR	Texto	Se registra el valor de acuerdo a la transacción operativa realizada en el campo
VOLUMEN	Litros (Barriles)	Volumen registrado por el medidor a condiciones fluyentes en superficie para el caso de medición dinámica o diferencia de medidas en tanques para medición estática.
GRAVEDAD API	API	Valor de la Gravedad API a condiciones Estándar
CONTENIDO DE AZUFRE	%	Porcentaje de azufre de acuerdo al último análisis de Laboratorio.
CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTOS (BSW)	%	Porcentaje de agua y sedimentos en el crudo



TEMPERATURA FLUYENDO	°C (°F)	Temperatura del fluido en el medidor o Tanque
PRESIÓN DE FLUJO	kg/cm ² (psi)	Presión a través del medidor para medición dinámica
VOLUMEN A 15.5556 °C (60 °F)	°C (°F)	Volumen a condiciones Estándar
COMENTARIO	Texto	

MEDICIÓN DINÁMICA DE GAS NATURAL- Punto de Medición (Sujeta al Plan de Desarrollo)

VARIABLE	FORMATO / UNIDADES	DESCRIPCIÓN
NOMBRE DE MEDIDOR	Texto	Se registra el valor de acuerdo a la transacción operativa realizada en el campo
VOLUMEN	m ³ (ft ³)	Volumen de gas medido
COMENTARIO	Texto	Comentarios
PODER CALORÍFICO	MJ/m ³ (BTU)	
METANO	% Mol	
ETANO	% Mol	
PROPANO	% Mol	
BUTANO	% Mol	

MEDICIÓN OPERACIONAL Y DE REFERENCIA (Sujeto al Plan de Desarrollo)

Medición por pozo de Petróleo Crudo


VARIABLE	FORMATO / UNIDADES	DESCRIPCIÓN
POZO	Texto	
FORMACIÓN	Texto	Formación productora, verificar que esté correctamente asociada al pozo.
CAMPO o ASIGNACIÓN	Texto	Campo al cual se encuentra asociado el pozo reportado.
TIEMPO PRODUCCIÓN	h: m	Calculado. Horas en que el pozo estuvo produciendo durante el día.
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	Litros (Barriles)	Producción diaria de petróleo del pozo
PRODUCCIÓN DE GAS	m ³ (ft ³)	Producción diaria de gas del pozo
PRODUCCIÓN DE AGUA	Litros (Barriles)	Producción diaria de agua del pozo
TIPO DE MEDICIÓN	Texto	Medición Directa o Indirecta



Medición por pozo de Gas

VARIABLE	FORMATO / UNIDADES	DESCRIPCIÓN
POZO	Texto	
TIEMPO PRODUCCIÓN	h: m	Hora en que estuvo el pozo produciendo durante el día
PRODUCCIÓN GAS	m ³ (ft ³)	Volumen de Producción de gas
HUMEDAD	kg/m ³ (lb/ft ³)	Humedad del gas
PRESIÓN EN CABEZA	kg/cm ² (psi)	Presión del cabezal del pozo
TIPO DE MEDICIÓN	Texto	Medición Directa o Indirecta



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

Referencias Normativas

1. Normas generales en el diseño e instalación de sistemas, equipos e instrumentos de medida

NMX-CH-140-IMNC	Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones <i>Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement</i>
NMX-Z055-IMNC-2009	Vocabulario internacional de metrología - Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM) <i>International vocabulary of basic and general -Concepts metrology, associated terms (VIM)</i>
ISO GUM	Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones <i>Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement</i>
ISO 5168-2006	Medición de flujo de fluidos – Procedimientos para la evaluación de incertidumbres <i>Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties</i>
NIST- 2008	Guía para el uso del Sistema Internacional de Unidades (SI) <i>Guide for the Use of the International System of Units (SI)</i>
ISO 5168-2006	Medición de flujo de fluidos – Procedimientos para la evaluación de incertidumbres <i>Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties</i>
OIML R 117-1	Sistemas de medición dinámicos para líquidos distintos del agua <i>Dynamic measuring systems for liquids other than water</i>



2. Normas y estándares relacionadas a la medición estática de hidrocarburos (en tanques)

API 3.1A.	Práctica <i>standard</i> 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> <i>Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021</i>
API MPMS 2.2A	Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales por el método manual utilizando cintas <i>Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method</i>
API MPMS 2.2D	Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método interno Electro-óptico para la determinación de la distancia interna <i>Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks using the Internal Electro-Optical Distance Ranging Method</i>
API MPMS 2.7	Calibración de tanques de medición <i>Calibration of Gauge Tanks</i>
API MPMS 3.1B	Práctica estándar para medición automática del nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios <i>Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging</i>
API MPMS 3.3	Aforo de Tanque: Práctica estándar para la Medición del Nivel Automatizado de Hidrocarburos Líquidos en tanques estacionarios de almacenamiento a presión <i>Tank gauging: Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tanks by Automatic Gauging</i>
API MPMS 3.6	Medición de Hidrocarburos Líquidos por sistemas de medición de tanques híbridos <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Hybrid Tank Measurement Systems</i>



API MPMS 7	Determinación de Temperatura <i>Temperature Determination</i>
API MPMS 12.1.1	Sección 1: Cálculo de Cantidades estáticas de petróleo Parte 1: Tanques cilíndricos verticales y embarcaciones marinas <i>Section 1: Calculation of Static Petroleum Quantities Part 1: Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels</i>
API MPMS 14.4	Convirtiendo masa de líquidos y vapores de gas natural a volúmenes de líquido equivalentes <i>Converting Mass of Natural Gas Liquids and Vapors to Equivalent Liquid Volumes</i>
API MPMS 19.1	Pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo <i>Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks</i>
API MPMS 19.2	Pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante <i>Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks</i>
API MPMS 19.4	Práctica Recomendada para la especificación de pérdidas por evaporación <i>Recommended Practice for the Specification of Evaporative Losses</i>
ISO 4266-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Medición de nivel y temperatura en los tanques de almacenamiento por métodos automáticos - Parte 5: Medición de nivel en tanques atmosféricos <i>Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 5: Measurement of level in atmospheric tanks</i>
ISO 4266-3	Petróleo y productos líquidos derivados - Medición de nivel y temperatura en los tanques de almacenamiento por métodos automáticos - Parte 5: Medición de nivel en tanques de almacenamiento a presión <i>Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 5: Measurement of level in pressurized storage tanks</i>



ISO 4266-4

Petróleo y productos líquidos derivados -
Medición de nivel y temperatura en los
tanques de almacenamiento por métodos
automáticos - Parte 5: Medición de la
temperatura en los tanques atmosféricos
*Petroleum and liquid petroleum products –
Measurement of level and temperature in
storage tanks by automatic methods – Part 5:
Measurement of temperature in atmospheric
tanks*

ISO 4266-6

Petróleo y productos líquidos derivados -
Medición de nivel y temperatura en los
tanques de almacenamiento por métodos
automáticos - Parte 5: Medición de
temperatura en tanques de almacenamiento
a presión

*Petroleum and liquid petroleum products –
Measurement of temperature and level in
storage tanks by automatic methods:
Measurement of temperature in pressurized
storage tanks*

ISO 4269

Petróleo y productos líquidos derivados -
calibración del tanque mediante la medición
de líquido - método incremental utilizando
medidores volumétricos

*Petroleum and liquid petroleum products -
Tank calibration by liquid measurement –
Incremental method using volumetric
meters*

ISO 6578

Petróleo y productos líquidos derivados -
calibración del tanque mediante la medición
de líquido - método incremental utilizando
medidores volumétricos

*Refrigerated hydrocarbon liquids – Static
measurement – Calculation procedure*

ISO 7507-1

Petróleo y productos líquidos derivados -
Calibración de tanques cilíndricos verticales -
Parte 1: Método de cintas

*Petroleum and liquid petroleum products –
Calibration of vertical cylindrical tanks – Part
1: Strapping method*

ISO 7507-2

Petróleo y productos líquidos derivados -
Calibración de tanques cilíndricos verticales -
Parte 2: Método de línea óptica de referencia.
Petroleum and liquid petroleum products –



ISO 7507-3	<p><i>Calibration of vertical cylindrical tanks - Part 2: Optical-reference-line method</i></p> <p>Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de Tanques Verticales cilíndricos - Parte 3: Método de triangulación Óptica <i>Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calibration of Vertical Cylindrical Tanks - Part 3: Optical-Triangulation Method</i></p>
ISO 7507-4	<p>Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 4: Método interno electro-óptico para la determinación de la distancia</p> <p><i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of vertical cylindrical tanks — Part 4: Internal electro-optical distance-ranging method</i></p>
ISO 7507-5	<p>Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 5: Método externo electro-óptico para la determinación de la distancia</p> <p><i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 5: External electro-optical distance-ranging method</i></p>
ISO 8022	<p>Sistemas de medición de Petróleo - Calibración - correcciones de temperatura para el uso al calibrar tanques probadores volumétricos.</p> <p><i>Petroleum measurement systems – Calibration – Temperature corrections for use when calibrating volumetric proving tanks</i></p>
ISO 8310	<p>Hidrocarburos ligeros refrigerados - Los termopares y termómetros de resistencia - La medición de la temperatura en los tanques que contengan gases licuificados <i>Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of temperatures in tanks containing liquefied gases – Thermocouples and resistance thermometers</i></p>
ISO 10574	<p>Hidrocarburos ligeros refrigerados - Medición de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuificados</p> <p><i>Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gasses</i></p>



ISO 12917-1

Petróleo y productos líquidos derivados -
Calibración de tanques cilíndricos
horizontales - Parte 1: Los métodos manuales
*Petroleum and liquid petroleum products –
Calibration of horizontal cylindrical tanks -
Part 1: Manual methods*

ISO 12917-2

Petróleo y productos líquidos derivados -
Calibración de tanques cilíndricos
horizontales - Parte 2: Método Electro-óptico
para la determinación de la distancia interno
*Petroleum and liquid petroleum products –
Calibration of horizontal cylindrical tanks –
Part 2: Internal electro-optical distance-
ranging method*

3. Normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos líquidos

I. Aplicación en diseño

API MPMS 5.1

Consideraciones Generales para la Medición
por medio de Medidores

*General Considerations for Measurement
by Meters*

API MPMS 5.4

Accesorios para Medidores de Líquidos

Accessory Equipment for Liquid Meters

API MPMS 5.5

Fidelidad y Seguridad de los sistemas de
transmisión de datos de pulsos de medición
de flujo

*Fidelity and Security of Flow Measurement
Pulsed-Data Transmission Systems*

II. Tipos de medidor de volumen o caudal

API MPMS 5.2

Medición de Hidrocarburos líquidos por
medio de medidores de Desplazamiento
positivo

*Measurement of Liquid Hydrocarbons by
Displacement Meters*

API MPMS 5.3

Medición de Hidrocarburos líquidos por
medio de medidores de tipo Turbina

*Measurement of Liquid Hydrocarbons by
Turbine Meters*



API MPMS 5.6	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores de tipo Coriolis <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters</i>
API MPMS 5.8	Medición de Hidrocarburos líquidos por medidores de flujo ultrasónico utilizando la tecnología de tiempo de tránsito <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flowmeters Using Transit Time Technology</i>
API MPMS 21.2	Medición Electrónico de Volumen Líquido utilizando medidores de tipo desplazamiento positivo y medidores de turbina <i>Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters</i>
API MPMS 21.2-A1	Adenda 1 a Medición de Flujo utilizando Sistemas de medición electrónica, de masa inferida <i>Addendum 1 to Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Inferred Mass</i>
ISO 2714	Hidrocarburos líquidos - medición volumétrica por medidor de desplazamiento positivo <i>Liquid hydrocarbons - Volumetric measurement by positive displacement meter</i>
ISO 2715	Hidrocarburos líquidos - medición volumétrica por medidor de turbina <i>Liquid hydrocarbons - Volumetric measurement by turbine meter</i>
ISO 4124	Hidrocarburos líquidos - Medición Dinámica - Control estadístico de los sistemas de medición volumétricos <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Statistical Control of Volumetric Metering Systems</i>
ISO 6551	Petróleo Líquido/Gas - fidelidad y seguridad de la medición dinámica <i>Petroleum liquids/gases - fidelity and security of dynamic measurement</i>



ISO 10790

Medición del fluido del flujo en conductos cerrados - Orientación a la selección, instalación y uso de medidores Coriolis (flujo de masa, medidas de densidad de flujo y volumen)

Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)

ISO 12242

Medición del flujo de fluido en conductos cerrados – medidores ultrasónicos líquidos de tipo tiempo de tránsito para líquidos

Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic transit-time meters for liquid

III. Probadores

API MPMS 4.1

Introducción (Probadores)

Introduction [proving systems]

API MPMS 4.2

Probadores de Desplazamiento

Displacement Provers

API MPMS 4.4

Probadores de Tanques

Tank Provers

API MPMS 4.5

Probadores del medidor maestro

Master-Meter Provers

API MPMS 4.6

Interpolación de Pulso

Pulse Interpolation

API MPMS 4.7

Métodos de prueba estándar en Campo
Field Standard Test Measures

API MPMS 4.8

Operación de Sistemas de probadores

Operation of Proving Systems

API MPMS 4.9.1

Introducción a la determinación del volumen de los probadores de desplazamiento y de Tanque

Introduction to the Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers



API MPMS 4.9.2	Determinación del volumen del probador de desplazamiento y tanque, por el método de calibración "Waterdraw" <i>Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Waterdraw Method of Calibration</i>
API MPMS 4.9.3	Determinación del volumen de probadores de desplazamiento por el método de calibración del medidor maestro <i>Determination of the Volume of Displacement Provers by the Master Meter Method of Calibration</i>
API MPMS 4.9.4	Determinación del volumen de probadores de desplazamiento y de tanques por el método de calibración gravimétrico <i>Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Gravimetric Method of Calibration</i>
API MPMS 13.2	Métodos estadísticos de evaluación de los datos de probadores de medidores <i>Statistical Methods of Evaluating Meter Proving Data</i>
ISO 7278-1	Hidrocarburos líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 1: Principios generales <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 1: General Principles</i>
ISO 7278-2	Hidrocarburos líquidos - sistemas para probar contadores volumétricos - medición dinámica Parte 2: Probadores de tipo tubería <i>Liquid hydrocarbons - Dynamic measurement - proving systems for volumetric meters - Part 2: Pipe Provers</i>
ISO 7278-3	Hidrocarburos Líquidos - Medición Dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 3: Técnicas de interpolación de pulso <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for</i>



ISO 7278-4

Volumetric Meters - Part 3: Pulse Interpolation Techniques

Hidrocarburos Líquidos - Medición Dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 4: Guía para operadores de probadores de tipo tubería

Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers

IV. Cálculos

API MPMS 11.4.1

Propiedades de los Materiales de Referencia Parte 1-Densidad del Agua y factores de corrección del volumen del agua para la calibración de probadores volumétricos

Properties of Reference Materials Part 1— Density of Water and Water Volume Correction Factors for Calibration of Volumetric Provers

API MPMS 12.2.3

Cálculo de cantidades de Petróleo utilizando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 3 – Reporte de Probadores

Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 3— Proving Reports

API MPMS 12.2.4

Cálculo de cantidades de Petróleo usando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 4 - Cálculo de Volúmenes Base de los probadores por el método "Waterdraw" *Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volume Correction Factors Part 4—Calculation of Base Prover Volumes by Waterdraw Method*

API MPMS 12.2.5

Cálculo de cantidades de Petróleo usando Métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica Parte 5 – el volumen base del probador usando el método del medidor maestro



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

API MPMS 14.5

Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 5—Base Prover Volume Using Master Meter Method

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

Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021

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.

Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021

V. Computación de Flujo y Volumen

API MPMS 5.5

Fidelidad y Seguridad de los sistemas de transmisión de datos de pulsos de medición de flujo

Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems

API MPMS 11.1

Datos de Propiedades físicas (factores de corrección de Volumen) (todas las secciones y mesas pertinentes, incluyendo rutinas de computación)

Physical Properties Data (Volume Correction Factors) (all relevant sections and tables, including computational routines)

API MPMS 11.2.2

Factores de compresibilidad de hidrocarburos: 0,350 a 0,637 de densidad relativa (60°F / 60°F) y -50°F a 140° F de temperatura de medidor



API MPMS 11.2.2M	<p><i>Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350–0.637 Relative Density (60°F/60°F) and –50°F to 140°F Metering Temperature</i></p> <p>Factores de compresibilidad para Hidrocarburos: 350–637 kilogramos por metro cúbico Densidad (15°C) y –46°C a 60°C temperatura de medidor <i>Compressibility Factors for Hydrocarbons: 350–637 Kilograms per Cubic Meter Density (15 °C) and –46°C to 60°C Metering Temperature</i></p>
API MPMS 11.2.4	<p>Corrección de temperatura para los volúmenes de LNG y Tablas GLP 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E</p> <p><i>Temperature Correction for the Volumes of NGL and LPG Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E</i></p>
API MPMS 11.2.5	<p>Correlación de presión de vapor simplificada para uso NGL comerciales</p> <p><i>8A Simplified Vapor Pressure Correlation for Commercial NGLs</i></p>
API MPMS 11.3.2.1	<p>Densidad de Etileno</p> <p><i>Ethylene Density</i></p>
API MPMS 11.3.3.2	<p>Compresibilidad de polipropileno</p> <p><i>Propylene Compressibility</i></p>
API MPMS 11.5	<p>Intraconversión de Densidad / Peso / Volumen</p> <p><i>Density/Weight/Volume Intraconversion</i></p>
API MPMS 12.2.1	<p>Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 1 – Introducción</p> <p><i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volume Correction Factors Part 1— Introduction</i></p>
API MPMS 12.2.2	<p>Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 2 – Tickets de Medición</p> <p><i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 2— Measurement Tickets</i></p>



API MPMS 12.2.3

Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 3 – Reportes de Probador

Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 3— Proving Reports

API MPMS 12.3

Cálculo de Contracción Volumétrica por fusión de Hidrocarburos livianos con Petróleo Crudo

Calculation of Volumetric Shrinkage From Blending Light Hydrocarbons with Crude Oil

API MPMS 21.2

Medición Electrónico de Volumen Líquido utilizando medidores de desplazamiento positivo y medidores de turbina

Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters

4. Normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos gaseosos

AGA Report No. 3

Medición del Gas Natural por Placa Orificio
Orifice Metering of natural gas

AGA Report No. 5

Medición de Energía del Gas combustible
Fuel Gas Energy Metering

AGA Report No. 7

Medición del Gas Natural con Medidor de Turbina
Measurement of Natural Gas by Turbine Meter

AGA Report No. 8

Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases

AGA Report No. 9

Medición de Gas por Medidores ultrasónicos de múltiples aces
Measurement of Gas By Multipath Ultrasonic Meters

AGA Report No. 10

Velocidad del sonido en el Gas Natural y otros Gases hidrocarburos asociados
Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases



AGA Report No. 11

Medición del Gas Natural por el medidor Coriolis

Measurement of Natural gas by Coriolis Meter

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)

Referencia normativa adicionada DOF 11/12/2017

API MPMS Chapter 14.3.1

Medidores de Orificio Concéntrico, de borde cuadrado

Parte 1 – Ecuaciones Generales y Guías de Incertidumbre (ANSI/API MPMS 14.3.1-2013)

(AGA Reporte No. 3, Parte 1) (GPA 8185-90, Parte 1)

Concentric, Square-Edged Orifice Meters

Part 1—General Equations and Uncertainty Guidelines (ANSI/API MPMS 14.3.1-2003)

(AGA Report No. 3, Part 1) (GPA 8185-90, Part 1)

API MPMS Chapter 14.3.2

Medidores de orificio concéntrico, de borde cuadrado

Parte 2 – Especificación y Requerimientos de instalación (ANSI/API MPMS 14.3.2-2000)

(AGA Report No. 3, Part 2) (GPA 8185-00, Part 2)

Concentric, Square-Edged Orifice Meters

Part 2—Specification and Installation Requirements (ANSI/API MPMS 14.3.2-2000)

(AGA Report No. 3, Part 2) (GPA 8185-00, Part 2)

API MPMS Chapter 21.1

Medición Electrónica del Gas

Electronic Gas Measurement

Energy Institute HM 8.

Densidad, sedimento y agua. Sección 2: Medición continua de la densidad (anteriormente PMM Parte VII, S2)



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

	<p><i>Density, sediment and water. Section 2: Continuous density measurement (formerly PMM Part VII, S2)</i></p>
ISO 15970	<p>Gas Natural – Propiedades de Medición – Propiedades Volumétricas: densidad, temperatura, presión y factor de compresión</p> <p><i>Natural gas –Measurement of properties – volumetric properties: density, temperature, pressure and compression factor</i></p>
ISO 5167-2	<p>Medición del flujo del fluido por medio de dispositivos diferenciales insertados en secciones de conductos de circulares – operando a plena capacidad parte 2: Placas de orificio</p> <p><i>Measurement of fluid flow by means of differential devices inserted in circular cross –section conduits running full part 2: Orifice plates</i></p>
ISO 9951	<p>Medición del flujo del gas en conductos cerrados – Medidores de Turbina</p> <p><i>Measurement of Gas Flow in Closed Conduits - Turbine Meters</i></p>
ISO 10790	<p>Medición del flujo del fluido en conductos cerrados – Guía de la selección, instalación y uso de medidores Coriolis (Medida del flujo de la masa, densidad y volumen del flujo)</p> <p><i>Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)</i></p>
ISO 17089 -1	<p>Medición del flujo del fluido en conductos cerrados – Medidores ultrasónicos para gas – parte 1 medidores para transferencia de custodia y medición de apropiación</p> <p><i>Measurement of fluid flow in closed conduits – ultrasonic meters for gas – part 1 meters for custody transfer and allocation measurement</i></p>
ISO TR 11583	<p>Medición de flujo de gas húmedo mediante dispositivos de presión diferencial insertados en sección transversal circular.</p>



Measurement of wet gas flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section

Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021

NMX-CH-5167-1-IMNC-2009

Medición del flujo de fluidos por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en la sección transversal circular en ductos llenos -Parte 1: Principios generales y requisitos.

NMX-CH-5167-2-IMNC-2010

Medición del flujo de fluidos por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en la sección transversal circular de ductos llenos-parte 2: placas de orificio

5. Normas y estándares para la determinación de la calidad

I. Para Hidrocarburos líquidos

API MPMS 8.1

Muestreo: Practica estándar para muestreo manual del Petróleo y Productos del Petróleo

Sampling: Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products

API MPMS 8.2

Muestreo: Practica estándar para el muestreo automático del Petróleo Líquido y Productos del Petróleo

Sampling: Standard Practice for Automatic Sampling of Liquid Petroleum and Petroleum Products

API MPMS 8.3

Práctica estándar para la mezcla y manejo de muestras del Petróleo Líquido y Productos del Petróleo

Standard Practice for Mixing and handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products

API MPMS 7.0

Determinación de la Temperatura

Temperature Determination

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

Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021



ISO 3170

Líquidos de Petróleo: Muestreo Manual
(BS EN ISO 3170)

*Petroleum Liquids: Manual Sampling
(BS EN ISO 3170)*

ISO 3171

Líquidos de Petróleo: Muestreo

Automático en Ductos (BS EN ISO 3171)

*Petroleum Liquids: Automatic Pipeline
Sampling (BS EN ISO 3171)*

II. Para Hidrocarburos gaseosos

API MPMS 14.1

Manual de los estándares de Medición del
Petróleo Capítulo 14 – Medición de los
Fluidos del Gas Natural Sección 1 –
Recopilación y Manejo de las muestras del
Gas Natural para la transferencia de
custodia

*Manual of Petroleum Measurement
Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids
Measurement Section 1 - Collecting and
Handling of Natural Gas Samples for
Custody Transfer*

API MPMS 14.6

Medición de la Densidad Continua

Continuous density measurement

API MPMS 14.7

Manual de los estándares de Medición del
Petróleo Capítulo 14 – Medición de los
Fluidos del Gas Natural Sección 7 – Medición
de la Masa de los Líquidos del Gas Natural -
GPA STD 8182

*Manual of Petroleum Measurement
Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids
Measurement Section 7 - Mass
Measurement of Natural Gas Liquids-
GPA STD 8182*

API MPMS 14.8

Manual de los estándares de Medición del
Petróleo Capítulo 14 – Medición de los
Fluidos del Gas Natural Sección 8 – Medición
del Gas del Petróleo Medición de Gas
Natural Liqueficado- GPA STD 8182

*Manual of Petroleum Measurement
Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids
Measurement Section 8 - Liquefied
Petroleum Gas Measurement*



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

ISO 4257	Gases Natural Liqueficados – Método de Muestreo (BS EN ISO 4257) <i>Liquefied Petroleum Gases - Method of Sampling (BS EN ISO 4257)</i>
ISO 6974	Gas Natural – Determinación de la composición por cromatografía de gases con incertidumbre definida <i>Natural Gas – Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography</i>
ISO 8943	Refrigeración de los fluidos del hidrocarburo – Muestro del gas natural liqueficado – Método continuo (BS 7576) <i>Refrigerated hydrocarbon fluids – Sampling of liquefied natural gas – Continuous method (BS 7576)</i>
ISO 10715	Gas Natural – Guía para el Muestreo <i>Natural Gas – Sampling Guidelines</i>
ISO 10723	Gas Natural – Evaluación del rendimiento de sistemas analíticos en-línea <i>Natural Gas – Performance evaluation for on-line analytical systems</i>
ISO 6976-2016	Cálculo de los valores caloríficos, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe desde la composición <i>Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition</i> <i>Referencia normativa reformada DOF 23/02/2021</i>
GPA 2145-09	Tabla de Propiedades Físicas de hidrocarburos y otras composiciones de interés para la Industria del Gas Natural <i>Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry</i> <i>Referencia normativa adicionada DOF 11/12/2017</i>
GPA 2261-13	Análisis de Gas Natural y mezclas gaseosas similares por cromatografía de gases <i>Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography</i>
GPA 2166-05	Obtención de muestras de gas natural para el análisis por cromatografía de gases



ASME B31.8-2014

*Obtaining Natural Gas Samples for Analysis
by Gas Chromatography*

Transmisión y Distribución de Gas en
sistemas de ductos

*Gas Transmission and Distribution Piping
Systems*

III. Otros procedimientos de referencia

- | | | |
|----|---|--|
| a. | Medición de la Densidad API | Normas de referencia API MPMS 9.0; ASTM D-287 & D-1298 |
| b. | Determinación del contenido de agua | Normas de referencia API MPMS 10.0; ASTM D-4377, D-4006 & D-4007 |
| c. | Determinación del contenido de sedimentos | Norma de referencia ASTM D-473 |
| d. | Determinación del contenido de viscosidad | Norma de referencia ASTM D-445 |
| e. | Determinación del contenido de sal | Norma de referencia ASTM D-32305 |
| f. | Determinación del contenido de azufre | Norma de referencia ASTM D-4294 |

6. Recepción y entrega de los Hidrocarburos.

Capítulo 11 de la versión más reciente del Manual de Normas de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)

7. Prorrateo

- | | |
|----------------|--|
| API MPMS 20.1 | Asignación de la Medición.
<i>Allocation Measurement.</i>
<i>Referencia normativa reformada DOF 23/02/2021</i> |
| API MPMS 20.3 | Medición del Flujo Multifásico.
<i>Measurement of Multiphase Flow.</i>
<i>Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021</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> |



Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021

API RP 85.

Uso de medidores submarinos de flujo de gas húmedo en sistemas de Asignación de la Medición.

Use of Subsea Wet-gas Flowmeters in Allocation Measurement Systems.

Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021

8. Gestión y Gerencia de la medición

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.

Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors, Part 2. - Measurement Tickets.

Referencia normativa adicionada DOF 23/02/2021

NMX-EC-17020-IMNC

Criterios generales para la operación de varios tipos de unidades (organismos) que desarrollan la verificación (inspección).

NMX-EC-17025-IMNC

Evaluación de la conformidad - Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.

NMX-CC-19011-IMNC

Directrices para la Auditoría de los Sistemas de Gestión

ISO 10012-2003

Measurement management systems - Requirements for measurement processes and measuring equipment (ISO 19011:2011)

NMX-CC-9001-IMNC

Sistemas de Gestión de la Calidad – Requisitos (ISO 9001:2008)

Derogada

Referencia normativa derogada DOF 23/02/2021

Derogada

Referencia normativa derogada DOF 23/02/2021

9. Normas para la construcción, resistencia mecánica y seguridad de instalaciones y sistemas de medición

API 12B

Especificación para Tanques atornillados para almacenamiento de líquidos de producción



API RP 14E	<p><i>Specification for Bolted Tanks for Storage of Production Liquids</i></p> <p>Práctica recomendada para el diseño e instalación de sistemas de tubería en plataformas de productos offshore</p> <p><i>Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Products Platform Piping Systems</i></p>
API RP 551	<p>Instrumentos de medición de proceso</p> <p><i>Process measurement instrumentation</i></p>
API RP 555	<p>Analizadores de proceso</p> <p><i>Process Analyzers</i></p>
API 620	<p>Diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión</p> <p><i>Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks</i></p>
API 650	<p>Tanques de acero soldados para almacenamiento de combustible</p> <p><i>Welded Steel Tanks for Fuel Storage</i></p>
ISO 12242	<p>Medición del flujo de fluidos en conductos cerrados – medidores tipo ultrasónicos para líquidos de principio de funcionamiento tiempo de tránsito</p> <p><i>Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic transit-time meters for liquid</i></p>
ISO 2186	<p>Flujo de fluido en conductos cerrados - Conexiones para la transmisión de señales de presión entre los elementos primarios y secundarios</p> <p><i>Fluid flow in closed conduits - Connections for pressure signal transmissions between primary and secondary elements</i></p>
ISO 4006	<p>Medición del flujo de fluido en conductos cerrados</p> <p><i>Measurement of fluid flow in closed conduits</i></p>
ISO 6551	<p>Líquidos de petróleo y gas, fidelidad y seguridad de la medición dinámica, con cable de transmisión de data de pulsos tipo eléctrico y/o electrónico</p>



ISO 10790	<p><i>Petroleum liquids and gases, Fidelity and security of dynamic measurement, Cabled transmission of electric and/or electronic pulsed data</i></p> <p>Medición del flujo de fluido en conductos cerrados - Guía para la selección, instalación y uso de medidores Coriolis (Medición de flujo de masa, densidad y flujo de volumen)</p> <p><i>Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)</i></p>
ISO 15156	<p>Industrias del petróleo y gas natural - Materiales a usar en ambientes que contienen H₂S en la producción de petróleo y gas</p> <p><i>Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production</i></p>
ASME/ANSI B 16.5	<p>Bridas de conexión y accesorios bridadas</p> <p><i>Pipe Flanges and Flanged Fittings</i></p>
ASME/ANSI B 31.3	<p>Tubería de Proceso</p> <p><i>Process Piping</i></p>
ASME B 31.4	<p>Sistemas de transporte por ductos para líquidos y sólidos</p> <p><i>Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries</i></p>
NMX-CH-4006-IMCN-2009	<p>Medición de Flujo de fluidos en conductos cerrados – Vocabulario y símbolos</p>
ASME/ANSI B 36.10	<p>Tamaños de ductos sin costura</p> <p><i>Seamless Pipe Sizes</i></p>
ASTM D1250	<p>Desarrollo del Cálculo para la Corrección del factor de volumen en el Instituto Americano del Petróleo</p> <p><i>Volume Correction Factor Calculation Development in American Petroleum Institute</i></p>
IEC PAS 62382	<p>Chequeo de lazo eléctrico y de instrumentación</p> <p><i>Electrical and instrumentation loop check</i></p>



ISA TR 20.00.01

Formatos de Especificaciones para los instrumentos de medición de procesos y de control, Consideraciones Generales

Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, General Considerations

OIML R 117-1

Sistemas de medición dinámica de líquidos distintos del agua

Dynamic measuring systems for liquids other than water



 Comisión Nacional de Hidrocarburos	Comisión Nacional de Hidrocarburos Dirección General de Medición	Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos
	Anexo 3: Puntos de Medición - Asignaciones	

CALENDARIO PARA LA EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS DE MEDICIÓN EN LAS ASIGNACIONES

Calendario de Sistemas de Medición – Asignaciones

No.	Puntos de Medición	Producto	Clasificación del SM	* Asignaciones	Programa de Evaluación de Cumplimiento de la Regulación de Medición					
					3 ^{er} Trimestre 2015	4 ^{to} Trimestre 2015	1 ^{er} Trimestre 2016	2 ^{do} Trimestre 2016	3 ^{er} Trimestre 2016	4 ^{to} Trimestre 2016
1	TIMCAVO ARCAS	Acéite	Despacho B/ portación	R/N/IE						
2	A.N. P80 TAKUNTU H	Acéite	Despacho B/ portación	R/N/IE						
3	A.N. P80 YUMMIAK NAAB	Acéite	Despacho B/ portación	R/N/IE						
4	CDG MCD. PEMEX	Gas	Despacho	R/N/IE						
5	TIM DOS BOCAS	Acéite	Despacho B/ portación	R/N/D						
6	TIM PAJA RITOS	Acéite	Despacho B/ portación	SUR						
7	CCC PAIDIRAS	Acéite	Despacho	SUR						
8	CPG CACTUS	Gas	Despacho	SUR						
9	CPG NUEVO PEMEX	Gas	Despacho	SUR						
10	CPG LA VENTA	Gas	Despacho	SUR						
11	CPG CD. PEMEX	Gas	Despacho	SUR						
12	CPG CACTUS	Condensado	Despacho	SUR						
13	CPG NUEVO PEMEX	Condensado	Despacho	SUR						
14	TIM MADERO	Acéite	Despacho B/ portación	NORTE						
15	CML NEJO 1	Condensado	Despacho B/ portación	NORTE						
16	CAB POZA RICA	Acéite	Despacho	NORTE						
17	BATERIA HORCIÓN	Acéite	Despacho	NORTE						
18	BATERIA ALAMO	Acéite	Despacho	NORTE						
19	CAB NARANJOS	Acéite	Despacho	NORTE						
20	REFINERIA MADERO	Acéite	Despacho	NORTE						
21	EMC PAPÁN	Acéite	Despacho	NORTE						
22	BATERIA MATAPIONCHE	Acéite	Despacho	NORTE						
23	PDICULEBRA NORTE	Gas	Despacho	NORTE						
24	PDICULEBRA SUR	Gas	Despacho	NORTE						
25	EM HUIZACHE	Gas	Despacho	NORTE						
26	EM MARBOIGARDO	Gas	Despacho	NORTE						
27	CAIGH NEJO 1	Gas	Despacho	NORTE						
28	CAIGH NEJO 2	Gas	Despacho	NORTE						
29	CAIGH NEJO 3	Gas	Despacho	NORTE						
30	EC PAINDURA	Gas	Despacho	NORTE						
31	EM SANTA ELENA	Gas	Despacho	NORTE						
32	EM MOLINO	Gas	Despacho	NORTE						
33	CM Km 18	Gas	Despacho	NORTE						
34	EMC RAMA CAYO	Gas	Despacho	NORTE						
35	CPG MATAPIONCHE	Gas	Despacho	NORTE						
36	EMC PAPÁN	Gas	Despacho	NORTE						
37	EMC SAN RAÚL RINCÓN PACHECO	Gas	Despacho	NORTE						
38	EMC INUERTO PLAYUELA	Gas	Despacho	NORTE						
39	EMC CAUCHY	Gas	Despacho	NORTE						
40	EMC CAMERO VEINTE	Gas	Despacho	NORTE						
41	CPG POZA RICA	Gas	Despacho	NORTE						
42	EPMG EL RAUDAL	Gas	Despacho	NORTE						
43	CPG ARENQUE	Gas	Despacho	NORTE						
44	MDLTRES HERMANOS	Gas	Despacho	NORTE						
45	CM Km 18	Condensado	Despacho	NORTE						
46	CAIGH NEJO 1	Condensado	Despacho	NORTE						
47	CAIGH NEJO 2	Condensado	Despacho	NORTE						
48	CAIGH NEJO 3	Condensado	Despacho	NORTE						

- Oficio SPE-199-2015 Asignaciones vigentes de puntos de medición; Puntos de medición o despacho de Hidrocarburos establecidos por asignación o conjunto de ellas.