

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

LINEAMIENTOS técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

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

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. **Asignación:** El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.
- II. **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.
- III. **Auditoría:** Proceso sistemático, independiente y documentado para el monitoreo, evaluación de cumplimiento, prevención de riesgos, fortalecimiento de control interno e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición.
- IV. **Bitácora de Registro:** Documentos físicos o electrónicos para el registro de la ejecución de tareas, alarmas y eventos relacionados con los Mecanismos de Medición.
- V. **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.
- VI. **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.
- VII. **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. **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. **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.
- X. **CENAM:** Centro Nacional de Metrología.
- XI. **Comisión:** Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- XII. **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.
- XIII. **Contrato:** Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- XIV. **Densidad API:** Parámetro asociado a la densidad de un hidrocarburo líquido a una temperatura t dada, calculado a partir de la densidad relativa ρ_{rel} 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).

- XV. Diagnóstico.-** Actividad de evaluación realizada 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-2012, Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión.
- XVI. 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. 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.
- XVIII. 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. 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.
- XX. 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. Instrumento de Medida:** Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.
- XXII. Lineamientos:** Los presentes Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, incluyendo sus Anexos.
- XXIII. LISH:** Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
- XXIV. LFMN:** Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- XXV. Mecanismos de Medición:** Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.
- XXVI. Medición de Hidrocarburos:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- XXVII. Medición Fiscal de Hidrocarburos:** Resultado de la Medición de volumen y calidad de Hidrocarburos obtenida en el Punto de Medición.
- XXVIII. Medición Operacional:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia.
- XXIX. Medición de Referencia:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la 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.
- XXX. Medición de Transferencia:** Cuantificación del volumen o masa y determinación de la 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.
- XXXI. Mensurando:** Magnitud que se desea medir.
- XXXII. Operador Petrolero:** El Asignatario o Contratista que lleve a cabo actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México.
- XXXIII. Patrón de Medida:** Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una Incertidumbre de Medida asociada tomada como referencia.
- XXXIV. Periodo:** Mes calendario.

- XXXV. Producción:** Hidrocarburos netos extraídos o producidos por un Operador Petrolero en virtud de una Asignación o un Contrato, medidos en el Punto de Medición, en el Periodo que corresponda, de conformidad con los presentes Lineamientos.
- XXXVI. Poder Calorífico:** es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen medido en base seca de gas natural con aire, a condiciones estándar.
- XXXVII. Punto de Medición:** Punto determinado por la Comisión en el Dictamen Técnico en donde se llevará a cabo:
- La medición y determinación de la calidad de cada tipo de Hidrocarburo extraído al amparo de un Contrato o Asignación, de conformidad con los presentes Lineamientos, y
 - La determinación de los precios de cada tipo de Hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.
- XXXVIII. Repetibilidad:** Proximidad entre resultados de sucesivas mediciones del mismo Mensurando, realizadas bajo las mismas condiciones.
- XXXIX. Reproducibilidad:** Proximidad entre resultados de mediciones del mismo Mensurando, realizadas bajo condiciones que incluyan diferentes lugares, operadores y sistemas de medición.
- XL. Responsable Oficial:** Persona designada por el Operador Petrolero como su representante, y quien será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los presentes Lineamientos.
- XLI. Sistema de Medición:** Conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e Instrumentos de Medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos.
- XLII. Supervisión:** Verificación del cumplimiento de los presentes Lineamientos mediante avisos, requerimientos de reportes e informes o la realización de audiencias, comparecencias, visitas, inspecciones o Auditorías que resulten aplicables.
- XLIII. Transferencia:** Acción mediante la cual se entregan operativamente los Hidrocarburos, transfiriendo su custodia.
- XLIV. 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 el Operador Petrolero deberá atender, además, las definiciones y términos asociados previstos en la norma NMX-Z055-IMNC-2009, en su última actualización, conforme resulten aplicables.

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 I de los presentes Lineamientos.

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 asegurar la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales en la Medición de Hidrocarburos, en los términos que señalan los presentes Lineamientos y su Anexo II, así como 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.

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 II de los presentes Lineamientos, aplicables al diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición, así como contar con los protocolos, guías, instructivos, criterios, métodos de trabajo o manuales que sean necesarios para la correcta Medición de los Hidrocarburos, en los términos que señalan los presentes Lineamientos
- II. **Sistemas de Medición.** El Operador Petrolero deberá contar con Sistemas de Medición que le permitan realizar la Medición de Hidrocarburos con Trazabilidad Metrológica a Patrones nacionales o internacionales o, en su defecto, con base en estándares de medición, acordes a lo estipulado en la LFMN. Para tal efecto, dichos Sistemas de Medición deberán considerar, al menos, los siguientes elementos:
 - 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 II de los presentes Lineamientos.
 - c. **Calibración.** Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración será en función de las especificaciones del fabricante, el proceso, la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.
 - 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.
 - 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 aprobar por medio de la experiencia del personal y para el caso de capacitación y entrenamiento mediante documentos emitidos por organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios o por una institución educativa que cuente con instalaciones y personal en materia de medición de hidrocarburos.

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, a los que esté sujeto el Operador Petrolero, y conforme a lo establecido en el Dictamen técnico, dicho Operador Petrolero deberá proponer procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos, a más tardar ciento ochenta días hábiles antes de iniciar la Producción comercial regular.

Dichos procedimientos deberán regular la programación, almacenamiento, Medición de Hidrocarburos y monitoreo de su calidad y que serán entregados en los Puntos de Medición.

Los procedimientos deberán cumplir con lo previsto en los presentes Lineamientos y en la normativa aplicable o, en su defecto, con el Capítulo 11 de la versión más reciente del Manual de Medición de Petróleo (*Manual of Petroleum Measurement Standards*) del Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*) y desarrollarán, entre otros, los procedimientos relativos a los temas siguientes:

- I. Los Sistemas de Medición;
- II. Los pronósticos de entrega de Producción de corto plazo;
- III. La programación de entrega y recepción, y
- IV. Las responsabilidades que se deriven de la guarda y custodia de los Hidrocarburos desde los pozos y hasta el Punto de Medición.

La Comisión revisará la propuesta de procedimientos del Operador Petrolero y le comunicará cualquier objeción u observación dentro de los treinta días hábiles siguientes a su recepción. El Operador Petrolero deberá considerar las observaciones realizadas por la Comisión y presentar una nueva versión que incorpore dichas observaciones dentro de los treinta días hábiles siguientes a que las haya recibido.

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 los Mecanismos de Medición.

Artículo 10. De la Información que da soporte a la Gestión y Gerencia de Medición. El Operador Petrolero transmitirá a la Comisión la información sobre la Medición de los Hidrocarburos de conformidad con lo siguiente:

- I. **Información que se deberá remitir diariamente.** El Operador Petrolero deberá remitir diariamente la información del volumen (presión, temperatura, flujo, densidad) y calidad (composición) de los Hidrocarburos en el Punto de Medición, a través de medios electrónicos, de acuerdo con el formato establecido en el Anexo I de los presentes Lineamientos.
- II. **Información que se deberá remitir mensualmente.** El Operador Petrolero deberá enviar a la Comisión, mensualmente, la información siguiente:
 - a. El volumen y calidad de los Hidrocarburos extraídos o producidos por el Operador Petrolero, distinguiendo la producción de Petróleo, condensado, Gas Natural y agua promedio, por día;
 - b. El volumen extraído de los Hidrocarburos por yacimiento, en caso de que así lo haya establecido la Comisión en el Dictamen Técnico;
 - c. El Balance de Hidrocarburos, desde el pozo y, en su caso, del yacimiento, hasta el Punto de Medición;
 - d. El volumen de Gas Natural aprovechado o quemado, y
 - e. El volumen de Gas Natural que se hubiere venteado en casos excepcionales.

La entrega de la información consolidada deberá realizarse dentro de los primeros cinco días hábiles posteriores a la conclusión del Periodo en el que se haya registrado, en los medios que la Comisión determine, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

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

- i. Volumen de producción de Petróleo, Gas Natural, agua promedio por día en el año;
 - ii. Volumen total de Petróleo, Gas Natural y agua, por mes, con gráfico de cada uno;
 - iii. Listado de los Sistemas de Medición y sus Instrumentos de Medida, incluyendo los Puntos de Medición, así como los relativos a la Medición Operacional, de la Medición de Referencia y de la Medición de Transferencia;
 - 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.
- d. Información sobre la Producción de los Hidrocarburos y su calidad, en el que se detalle lo siguiente:
- i. Volumen de Producción y calidad de Hidrocarburos promedio por día, así como el volumen de agua en los Puntos de Medición.
 - ii. Volumen de Producción total y calidad de Hidrocarburos, por Periodo, así como el volumen de agua, a lo largo del año al que se refiere, con las correspondientes observaciones sobre eventos.
 - iii. Pronósticos de volumen de Producción, así como de agua para el siguiente año de operación.
- e. El estado del Balance de Hidrocarburos, desde el pozo y, en su caso, del yacimiento, hasta el Punto de Medición, conforme lo señalado en los artículos 33 y 34 de los presentes Lineamientos.
- 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 y del Punto de Medición, 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.
 - 2. En particular, los eventos en los Sistemas de Medición, así como el mantenimiento o Calibración realizada.
 - iii. Responsabilidades y competencias del personal:
 - 1. Identificar dentro del organigrama del Operador Petrolero, el cargo que ocupa el Responsable Oficial.
 - 2. Capacitación del personal en el año de reporte.
- g. Los eventos que se presentaron en el año de reporte que incidieron negativamente en la medición 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 la Medición de los Hidrocarburos. Asimismo, se deberán señalar las acciones preventivas y de mejora establecidas para evitar la reincidencia de dichos eventos.
- 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 en esta fracción deberá realizarse dentro de los primeros treinta días hábiles posteriores a la conclusión de cada año, en los medios que la Comisión determine conforme a lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

IV. Información a disposición de la Comisión. El Operador Petrolero deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos.

El Operador Petrolero deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información 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.

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

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 esta fracción, 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.

La información referida en los inciso a) al h) de los presentes Lineamientos deberán ser incluidos en la Bitácora de Registro.

Artículo 11. De las condiciones para la Medición de Hidrocarburos. 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.	Temperatura	15.56 °C
II.	Volumen para Hidrocarburos líquidos	158.99 L (Barril)
III.	Volumen para Hidrocarburos gaseosos	m ³ (ft ³)
IV.	Poder calorífico del Gas Natural	1.055056 x10 ³ J (BTU) (unidad térmica británica)

Adicionalmente, la condición de presión para la determinación del volumen de los Hidrocarburos será de 101.325 kPa absoluta (1 atmósfera).

Artículo 12. De las unidades a utilizar en el volumen y en la calidad para la Medición de Hidrocarburos. La información que el Operador Petrolero remita a la Comisión deberá utilizar el Sistema General de Unidades de Medida de acuerdo a lo estipulado en los artículos 5o. y 6o. de la LFMN y demás que resulten aplicables, así como las reglas de escritura, de conformidad con la Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002 en su última actualización.

Artículo 13. De las conversiones y formas de expresión para volumen y calidad de los Hidrocarburos. Para llevar a cabo los cálculos a las condiciones a las que se refiere el artículo 10 de los presentes Lineamientos, los valores expandidos (cifras significativas) de conversión que deberán observarse serán los siguientes:

- I. Volumen de los Hidrocarburos Líquidos: 158.9873 L (1 Barril a 15.5556 °C, equivalente a 60.0 °F).
- II. Volumen de los Hidrocarburos gaseosos: 1 m³ (35.3147 pie³ a 15.5556 °C, equivalente a 60.0 °F).
- III. Poder Calorífico de los Hidrocarburos gaseosos: 37.30 a 43.60 MJ/m³ 1.055056 x10³ J (1 Btu).
- IV. Contenido de agua: (% de volumen).
- V. Contenido de azufre: (% de masa).

El Operador Petrolero deberá reportar el valor del factor de corrección por Poder Calorífico aplicado a los volúmenes de Gas Natural medidos.

La forma de expresar los grados API en términos de la densidad relativa es la siguiente:

$$P_{rel} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}}$$

Capítulo II

De los Sistemas de Medición

Artículo 14. De la funcionalidad de los Sistemas de Medición. Los Sistemas de Medición deberán ser instalados y operados de tal manera que funcionen adecuadamente, de acuerdo al 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 de desarrollo para la Extracción que corresponda. Los Sistemas de Medición que utilice el Operador Petrolero deberán estar diseñados, construidos, instalados y operados para evitar Errores Sistemáticos.

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

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 II de los presentes Lineamientos, debiéndose complementar con los accesorios, controles y accesos adecuados para efectuar la medición de niveles y la toma de muestras en condiciones de seguridad.

La Medición dinámica de los Hidrocarburos, podrá llevarse a cabo con uno o varios Instrumentos de Medida, cumpliendo en cualquiera de los casos con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

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 determine la Comisión en el Dictamen Técnico correspondiente, conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.
- II. **Capacidad.** El Operador Petrolero deberá garantizar que la capacidad de los Sistemas de Medición de los Hidrocarburos sea permanente, de tal forma que el máximo flujo de Hidrocarburos pueda ser medido aun cuando un conjunto de los Instrumentos de Medición en paralelo esté fuera de operación.
- 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 que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.
- 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 dar aviso a la Comisión sobre los cambios o actualizaciones en las versiones del software utilizadas y de cualquier modificación o alteración al computador de flujo.

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 se establezcan en los respectivos Dictámenes Técnicos. Dicha instalación podrá ser propiedad de algún Operador Petrolero o de un tercero.

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 proyecto de plan de desarrollo para la Extracción deberá poner a consideración de la Comisión el proyecto de acuerdo entre Operadores Petroleros o entre un Operador Petrolero y un tercero, en su caso, el cual deberá referir, al menos, lo siguiente:

- I. El procedimiento para determinar los volúmenes y calidad que corresponde 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.

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 y 13 de los presentes Lineamientos.

Los Instrumentos de Medida correspondientes a la temperatura, presión y densidad deberán cumplir con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

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.

La ubicación de los Instrumentos de Medida no deberá interferir con el desempeño del elemento primario aun cuando se encuentren próximos a éste, atendiendo a los aspectos de seguridad industrial que correspondan conforme a la normativa aplicable.

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.
- 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 de los Hidrocarburos gaseosos. De acuerdo con lo que se establece en el presente artículo, el Operador Petrolero medirá y reportará a la Comisión el volumen de Hidrocarburos gaseosos producidos, aprovechados, reinyectados, quemados y venteados, producto de las actividades de Exploración y de Extracción de Hidrocarburos, conforme a lo siguiente:

- I. Los medidores podrán ser de tipo intrusivo o no intrusivo y deberán ser seleccionados de acuerdo a los intervalos de flujo esperados, cumpliendo además con la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos, aplicables de acuerdo con la tecnología utilizada.
- II. El Gas Natural aprovechado deberá medirse por métodos directos.
- III. Salvo lo dispuesto en la fracción anterior, la medición del Gas Natural podrá ser directa o indirecta, en forma continua o intermitente.
- IV. En todos los casos se deberá determinar la composición del Gas Natural, ya sea por muestreo y su posterior análisis de laboratorio o por analizadores continuos.
- V. Si el flujo de Hidrocarburos gaseosos contiene líquidos, el Operador Petrolero instalará un separador bifásico y un medidor para el líquido recuperado en la línea de quema o de aprovechamiento de dichos Hidrocarburos.
- VI. Para reportar el Gas Natural producido, aprovechado, reinyectado o quemado se deberá desglosar el nitrógeno, en su caso.
- VII. Los niveles de Incertidumbre de Medida de los Hidrocarburos gaseosos para efectos de aprovechamiento, reinyección o quema no podrá ser mayor al 5%. En este supuesto, la Comisión considerará la posible intermitencia del flujo de los Hidrocarburos gaseosos en el Dictamen Técnico, lo cual podrá afectar el porcentaje referido. En los casos en los que el aprovechamiento tenga efectos fiscales o comerciales los niveles de Incertidumbre de Medida no podrán ser mayores al 1%.

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

Lo anterior, sin perjuicio de lo que establezca la regulación que emita la Comisión en la materia de aprovechamiento de Gas Natural.

Capítulo IV

De la determinación de la calidad

Artículo 26. De la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos proveniente de los pozos o de los separadores. Para cada corriente proveniente de los pozos o de los separadores se deberá contar con información de los fluidos extraídos o producidos, a efectos de determinar, entre otros, su densidad, viscosidad, salinidad, contenido de azufre, agua y de metales pesados, los cuales serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente.

Artículo 27. De la determinación de la calidad del Gas Natural procedente de pozos o de los separadores. Para cada corriente de Gas Natural proveniente de los pozos o de los separadores se deberá determinar, entre otros, la densidad, humedad y su composición, incluyendo impurezas, mismas que serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente.

La densidad del Gas Natural 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 cromatografía.

El Poder calorífico del Gas Natural deberá determinarse a partir de la composición obtenida por cromatografía, un analizador automático o mediante calorímetro.

Artículo 28. De la calidad en el Punto de Medición. Los Hidrocarburos a medir en el Punto de Medición deberán cumplir con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los Hidrocarburos extraídos o producidos.

El Dictamen Técnico determinará las características de calidad que deberán cumplir los Hidrocarburos en el Punto de Medición, entre las cuales se encontrarán, entre otros, las siguientes:

- I. Hidrocarburos líquidos en tanques y ductos, incluyendo condensados:
 - a. Densidad API
 - b. Contenido de agua y sedimentos menor a 2% en volumen;
 - c. Ácido Sulfhídrico (H₂S) menor a 1 µmol/mol (ppm);
 - d. Contenido de sal menor a 200 mg/L;
 - e. Contenido de azufre, menor al 5% de masa;
 - f. Presión de vapor en tanque, máximo 80 kPa;
 - g. Presión de vapor en ductos, depende de las condiciones de operación y diseño de la línea.
- II. Hidrocarburos gaseosos:
 - a. Humedad (H₂O), máximo 110 mg/m³
 - b. Azufre total máximo, 150 mg/m³
 - c. Ácido Sulfhídrico (H₂S) máximo; 6.0 mg/m³
 - d. Poder calorífico superior, 37.30 a 43.60 MJ/m³
 - e. Bióxido de carbono (CO₂), máximo 3% vol.
 - f. Oxígeno (O₂), máximo 0.2% vol.

En el caso de los Hidrocarburos gaseosos se podrán tomar como referencia la norma NOM-001-SECRE-2010, especificaciones del Gas Natural, en su última actualización.

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 continuos o en línea, necesarios para la determinación de la densidad y el contenido de agua en cada Punto de Medición.

Adicionalmente, el Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis de laboratorio en cada Punto de Medición por medio del cual se determine, al menos, el contenido de agua, la densidad relativa en grados API y la cantidad de azufre. En el caso de crudo pesado, adicionalmente se deberá determinar la viscosidad.

En adición a lo anterior, en el Dictamen Técnico se podrá requerir que se determinen otros elementos y su frecuencia.

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 o, en su defecto, con los estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

Cuando por cuestiones técnicas u operativas no pueda llevarse a cabo el muestreo automático, el muestreo se deberá realizar de forma manual conforme a la normativa o, en su defecto, con los estándares referidos en el Anexo II de los presentes Lineamientos.

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 la densidad, contenido de agua, así como su composición.

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

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

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 y, en su caso, del yacimiento, hasta el Punto de Medición, así como en puntos intermedios, de tal forma que se conozcan las entradas y salidas de Hidrocarburos y 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 y los procesos, 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 y de Referencia en su Área de Asignación o Área Contractual para sustentar los datos utilizados en los Balances.

Artículo 35. De los elementos a considerar en el Balance. El Balance deberá incluir los siguientes elementos:

- 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;
- IX. Volumen transferido, y
- X. Otros propios de la operación del Área Contractual o del Área de Asignación conforme al Dictamen Técnico.

Artículo 36. Volúmenes derivados de pruebas de pozos en la etapa Exploratoria. En caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos en la etapa exploratoria, éstos deberán ser reportados en el Balance conforme al formato establecido en el Anexo I. Lo anterior, se preverá en el Dictamen Técnico correspondiente.

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 de Medida expandida U en el Punto de Medición, así como en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.

Para estimar la Incertidumbre de Medida expandida 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 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 II de los presentes Lineamientos y en relación con los siguientes procesos:

- 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 de Hidrocarburos gaseosos;
- V. Determinación de la calidad de los Hidrocarburos:
 - a. Hidrocarburos líquidos;
 - b. Hidrocarburos gaseosos, y
 - c. Otros procedimientos de referencia.
- VI. Determinación de la Incertidumbre de medida;
- VII. Recepción y entrega de los Hidrocarburos, en su caso;
- VIII. Prorrato;
- 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. Información a entregar como parte del plan de desarrollo para la Extracción. El Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión la información sobre los Mecanismos de Medición de la Producción como parte de su plan de desarrollo para la Extracción.

Lo anterior, conforme a lo siguiente:

- 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 Medición.** Propuesta de ubicación para la instalación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, y su justificación.
- V. **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 36 a 39 de los presentes Lineamientos.
- IX. **Evaluación económica.** El análisis de las inversiones y costos de operación estimados de las actividades relacionadas con la Medición de Hidrocarburos para la definición de los Mecanismos de Medición, así como su impacto en la Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.
- X. **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 Diagnósticos.** Planeación y programación anual de Diagnósticos.
- 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.

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 el plan de desarrollo para la Extracción, la Comisión llevará a cabo lo siguiente:

- I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo anterior de los presentes Lineamientos;
- 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 43 siguiente;
- III. Analizar la congruencia de los diferentes componentes de los Mecanismos de Medición con el plan de desarrollo para la Extracción o con el plan de Exploración, en su caso;
- IV. Considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

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 y agua, 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 II de los presentes Lineamientos;

- III. Se evaluará la propuesta de ubicación del Punto de Medición tomando en consideración la Incertidumbre de Medida prevista y la posibilidad de determinar la calidad de los Hidrocarburos en dicho Punto de Medición, en los términos de los presentes Lineamientos. Asimismo, se verificará que cuente con sistemas de telemetría y computadores de flujo;
- IV. 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 cuenten 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 Sistemas de Medición instalados o que se vayan a instalar.

Las habilidades y aptitudes en Sistemas de Medición se podrán comprobar por medio de la experiencia, la capacitación y el entrenamiento; así mismo se podrán comprobar por documentos avalados por organismos nacionales e internacionales, laboratorios primarios o secundarios, o por una institución educativa que cuente con las competencias en Sistemas de Medición;

- IX. 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.

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 41 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 47. De las modificaciones a los Mecanismos de Medición. Sin perjuicio de los avisos y aprobaciones a que se refieren los presentes Lineamientos, el Operador Petrolero deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el plan de desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el Dictamen Técnico. 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. 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.

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 alguna prueba, Supervisión o Auditoría se demuestra que cualquiera de los componentes de los Sistemas de Medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente, 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.

Artículo 50. De los errores. Si derivado de alguna prueba, Supervisión o Auditoría se demuestra que alguno o algunos de los elementos del Sistema de Medición no han estado funcionando o que su operación ocasiona una desviación del 1% en el volumen medido, el Operador Petrolero deberá realizar un ajuste para corregir su funcionamiento. Dicha circunstancia deberá ser registrada en la Bitácora de Registro.

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, en un plazo de diez días hábiles contados a partir de que se hubiere reportado o descubierto la incorrección o falla en el funcionamiento, la Medición de Hidrocarburos se realizará mediante la utilización de Instrumentos de Medida de respaldo apropiados.

En caso de fallas o inexactitudes en los Sistemas de Medición, si los Instrumentos de Medida de respaldo hubieren fallado o hubieren sido encontrados como inexactos por más de 1%, se ajustan los valores de Medición como sigue:

- 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 para que esté presente cuando la operación se lleve a cabo, si así se considera conveniente.

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.

Artículo 53. De las aprobaciones. El Operador Petrolero deberá someter a aprobación de la Comisión, dentro de los siguientes cinco días hábiles posteriores, cuando ocurra lo siguiente:

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

En el caso de que se detecte que alguno de los componentes de los Sistemas de Medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente, y el Operador Petrolero requiera un plazo mayor a setenta y dos horas para repararlo, éste deberá solicitar la autorización respectiva a la Comisión previo al vencimiento de dicho plazo.

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 y de los Mecanismos de Medición, a través de lo siguiente:

- I. Acciones de Supervisión.
- II. Auditorías, y
- III. Revisión de los resultados de los Diagnósticos que lleve a cabo el Operador Petrolero.

Para llevar a cabo las acciones de Supervisión, la Comisión podrá aprobar a terceros y hacer uso de cualquier proceso normativo, instrumento o mecanismo tecnológico conforme lo considere necesario.

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.

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, así como las pruebas en campo, así como el proceso y los elementos considerados en el Balance.

En caso de que la Comisión identifique que los Sistemas de Medición no operan o no se construyeron de acuerdo con lo aprobado en el Dictamen Técnico, la Comisión podrá solicitar que el Operador Petrolero lleve a cabo las acciones necesarias para ajustar su operación o construcción. La modificación respectiva deberá realizarse previo a la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición.

Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que correspondan.

Artículo 57. De las Auditorías a los Mecanismos de Medición. La Comisión podrá llevar a cabo Auditorías por sí o a través de terceros cuando así lo estime conveniente.

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, el cual será aprobado en el Dictamen Técnico. Los costos asociados a estos Diagnósticos correrán por cuenta del Operador Petrolero.

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 los mismos, a fin de emitir observaciones a los resultados de los mismos.

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 sanciones que correspondan en caso de actualizarse los supuestos establecidos en los artículos 10 y 20 de la Ley de Hidrocarburos.

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.

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.

ANEXO 1 - FORMATOS

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 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 <i>Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 5: Measurement of temperature in atmospheric tanks</i>

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 <i>Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of temperature and level in storage tanks by automatic methods: Measurement of temperature in pressurized storage tanks</i>
ISO 4269	Petróleo y productos líquidos derivados - calibración del tanque mediante la medición de líquido - método incremental utilizando medidores volumétricos <i>Petroleum and liquid petroleum products - Tank calibration by liquid measurement – Incremental method using volumetric meters</i>
ISO 6578	Petróleo y productos líquidos derivados - calibración del tanque mediante la medición de líquido - método incremental utilizando medidores volumétricos <i>Refrigerated hydrocarbon liquids – Static measurement – Calculation procedure</i>
ISO 7507-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 1: Método de cintas <i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 1: Strapping method</i>
ISO 7507-2	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 2: Método de línea óptica de referencia. <i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of vertical cylindrical tanks - Part 2: Optical-reference-line method</i>
ISO 7507-3	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>
ISO 7507-4	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 4: Método interno electro-óptico para la determinación de la distancia <i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of vertical cylindrical tanks — Part 4: Internal electro-optical distance-ranging method</i>
ISO 7507-5	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 5: Método externo electro-óptico para la determinación de la distancia <i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 5: External electro-optical distance-ranging method</i>
ISO 8022	Sistemas de medición de Petróleo - Calibración - correcciones de temperatura para el uso al calibrar tanques probadores volumétricos. <i>Petroleum measurement systems – Calibration – Temperature corrections for use when calibrating volumetric proving tanks</i>
ISO 8310	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>

ISO 10574	Hidrocarburos ligeros refrigerados - Medición de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuificados <i>Refrigerated light hydrocarbon fluids – Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gasses</i>
ISO 12917-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos horizontales - Parte 1: Los métodos manuales <i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of horizontal cylindrical tanks - Part 1: Manual methods</i>
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 <i>Petroleum and liquid petroleum products – Calibration of horizontal cylindrical tanks – Part 2: Internal electro-optical distance-ranging method</i>

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 <i>General Considerations for Measurement by Meters</i>
API MPMS 5.4	Accesorios para Medidores de Líquidos <i>Accessory Equipment for Liquid Meters</i>
API MPMS 5.5	Fidelidad y Seguridad de los sistemas de transmisión de datos de pulsos de medición de flujo <i>Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems</i>

II. Tipos de medidor de volumen o caudal

API MPMS 5.2	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores de Desplazamiento positivo <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters</i>
API MPMS 5.3	Medición de Hidrocarburos líquidos por medio de medidores de tipo Turbina <i>Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters</i>
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) <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>
ISO 12242	Medición del flujo de fluido en conductos cerrados – medidores ultrasónicos líquidos de tipo tiempo de tránsito para líquidos <i>Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic transit-time meters for liquid</i>
III. Probadores	
API MPMS 4.1	Introducción (Probadores) <i>Introduction [proving systems]</i>
API MPMS 4.2	Probadores de Desplazamiento <i>Displacement Provers</i>
API MPMS 4.4	Probadores de Tanques <i>Tank Provers</i>
API MPMS 4.5	Probadores del medidor maestro <i>Master-Meter Provers</i>
API MPMS 4.6	Interpolación de Pulso <i>Pulse Interpolation</i>
API MPMS 4.7	Métodos de prueba estándar en Campo <i>Field Standard Test Measures</i>
API MPMS 4.8	Operación de Sistemas de probadores <i>Operation of Proving Systems</i>
API MPMS 4.9 .1	Introducción a la determinación del volumen de los probadores de desplazamiento y de Tanque <i>Introduction to the Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers</i>
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 Volumetric Meters - Part 3: Pulse Interpolation Techniques</i>
ISO 7278-4	Hidrocarburos Líquidos - Medición Dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 4: Guía para operadores de probadores de tipo tubería <i>Liquid Hydrocarbons - Dynamic Measurement - Proving Systems for Volumetric Meters - Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers</i>
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 <i>Properties of Reference Materials Part 1—Density of Water and Water Volume Correction Factors for Calibration of Volumetric Provers</i>
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 <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 3—Proving Reports</i>

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" <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volume Correction Factors Part 4—Calculation of Base Prover Volumes by Waterdraw Method</i>
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 <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 5—Base Prover Volume Using Master Meter Method</i>
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 <i>Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems</i>
API MPMS 11.1	Datos de Propiedades físicas (factores de corrección de Volumen) (todas las secciones y mesas pertinentes, incluyendo rutinas de computación) <i>Physical Properties Data (Volume Correction Factors) (all relevant sections and tables, including computational routines)</i>
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 <i>Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350–0.637 Relative Density (60°F/60°F) and –50°F to 140°F Metering Temperature</i>
API MPMS 11.2.2M	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>
API MPMS 11.2.4	Corrección de temperatura para los volúmenes de LNG y Tablas GLP 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E <i>Temperature Correction for the Volumes of NGL and LPG Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E</i>
API MPMS 11.2.5	Correlación de presión de vapor simplificada para uso NGL comerciales <i>8A Simplified Vapor Pressure Correlation for Commercial NGLs</i>
API MPMS 11.3.2.1	Densidad de Etileno <i>Ethylene Density</i>
API MPMS 11.3.3.2	Compresibilidad de polipropileno <i>Propylene Compressibility</i>
API MPMS 11.5	Intraconversión de Densidad / Peso / Volumen <i>Density/Weight/Volume Intraconversion</i>

API MPMS 12.2.1	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 1 – Introducción <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volume Correction Factors Part 1—Introduction</i>
API MPMS 12.2.2	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición Dinámica y factores de corrección de Volumen Parte 2 – Tickets de Medición <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 2—Measurement Tickets</i>
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 <i>Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors Part 3—Proving Reports</i>
API MPMS 12.3	Cálculo de Contracción Volumétrica por fusión de Hidrocarburos livianos con Petróleo Crudo <i>Calculation of Volumetric Shrinkage From Blending Light Hydrocarbons with Crude Oil</i>
API MPMS 21.2	Medición Electrónico de Volumen Líquido utilizando medidores de desplazamiento positivo y medidores de turbina <i>Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters</i>
4.	Normas y estándares para la medición dinámica de hidrocarburos gaseosos
AGA Report No. 3	Medición del Gas Natural por Placa Orificio <i>Orifice Metering of natural gas</i>
AGA Report No. 5	Medición de Energía del Gas combustible <i>Fuel Gas Energy Metering</i>
AGA Report No. 7	Medición del Gas Natural con Medidor de Turbina <i>Measurement of Natural Gas by Turbine Meter</i>
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 <i>Measurement of Gas By Multipath Ultrasonic Meters</i>
AGA Report No. 10	Velocidad del sonido en el Gas Natural y otros Gases hidrocarburos asociados <i>Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases</i>
AGA Report No. 11	Medición del Gas Natural por el medidor Coriolis <i>Measurement of Natural gas by Coriolis Meter</i>
API MPMS Chapter 14.9	Medición del Gas Natural por el medidor Coriolis (AGA Reporte No. 11-2003) <i>Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter (AGA Report No. 11-2003)</i>
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) <i>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)</i>

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) <i>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)</i>
API MPMS Chapter 21.1	Medición Electrónica del Gas <i>Electronic Gas Measurement</i>
Energy Institute HM 8.	Densidad, sedimento y agua. Sección 2: Medición continua de la densidad (anteriormente PMM Parte VII, S2) <i>Density, sediment and water. Section 2: Continuous density measurement (formerly PMM Part VII, S2)</i>
ISO 15970	Gas Natural – Propiedades de Medición – Propiedades Volumétricas: densidad, temperatura, presión y factor de compresión <i>Natural gas –Measurement of properties –volumetric properties: density, temperature, pressure and compression factor</i>
ISO 5167-2	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 <i>Measurement of fluid flow by means of differential devices inserted in circular cross –section conduits running full part 2: Orifice plates</i>
ISO 9951	Medición del flujo del gas en conductos cerrados – Medidores de Turbina <i>Measurement of Gas Flow in Closed Conduits - Turbine Meters</i>
ISO 10790	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) <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>
ISO 17089 -1	Medición del flujo del fluido en conductos cerrados – Medidores ultrasónicos para gas – parte 1 medidores para transferencia de custodia y medición de apropiación <i>Measurement of fluid flow in closed conduits – ultrasonic meters for gas – part 1 meters for custody transfer and allocation measurement</i>
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 <i>Sampling: Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products</i>
API MPMS 8.2	Muestreo: Practica estándar para el muestreo automático del Petróleo Líquido y Productos del Petróleo <i>Sampling: Standard Practice for Automatic Sampling of Liquid Petroleum and Petroleum Products</i>
API MPMS 8.3	Práctica estándar para la mezcla y manejo de muestras del Petróleo Líquido y Productos del Petróleo <i>Standard Practice for Mixing and handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products</i>
API MPMS 7.0	Determinación de la Temperatura <i>Temperature Determination</i>
ISO 3170	Líquidos de Petróleo: Muestreo Manual (BS EN ISO 3170) <i>Petroleum Liquids: Manual Sampling (BS EN ISO 3170)</i>
ISO 3171	Líquidos de Petróleo: Muestreo Automático en Ductos (BS EN ISO 3171) <i>Petroleum Liquids: Automatic Pipeline Sampling (BS EN ISO 3171)</i>

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 <i>Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement Section 1 - Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer</i>
API MPMS 14.6	Medición de la Densidad Continua <i>Continuous density measurement</i>
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 <i>Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement Section 7 - Mass Measurement of Natural Gas Liquids-GPA STD 8182</i>
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 Liquefido - GPA STD 8182 <i>Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement Section 8 - Liquefied Petroleum Gas Measurement</i>

ISO 4257	Gases Natural Liquificados – 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 liquificado – 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 6976-1995	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>
GPA 2145-09	Tabla de Propiedades Físicas de hidrocarburos y otros 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>
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 <i>Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography</i>
ASME B31.8-2014	Transmisión y Distribución de Gas en sistemas de ductos <i>Gas Transmission and Distribution Piping Systems</i>

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. Prorratio
API MPMS Chapter 20.
8. Gestión y Gerencia de la medición
- | | |
|-------------------|--|
| 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) |
| API MPMS 20.0 | Medición Asignación de Petróleo y Gas Natural
<i>Allocation Measurement of Oil and Natural Gas.</i> |
| API MPMS 20.3 | Medición del Flujo Multifásico
<i>Measurement of Multiphase Flow</i> |
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
<i>Specification for Bolted Tanks for Storage of Production Liquids</i> |
| API RP 14E | Práctica recomendada para el diseño e instalación de sistemas de tubería en plataformas de productos offshore
<i>Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Products Platform Piping Systems</i> |
| API RP 551 | Instrumentos de medición de proceso
<i>Process measurement instrumentation</i> |
| API RP 555 | Analizadores de proceso
<i>Process Analyzers</i> |
| API 620 | Diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión
<i>Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks</i> |
| API 650 | Tanques de acero soldados para almacenamiento de combustible
<i>Welded Steel Tanks for Fuel Storage</i> |
| ISO 12242 | Medición del flujo de fluidos en conductos cerrados – medidores tipo ultrasónicos para líquidos de principio de funcionamiento tiempo de tránsito
<i>Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic transit-time meters for liquid</i> |

ISO 2186	Flujo de fluido en conductos cerrados - Conexiones para la transmisión de señales de presión entre los elementos primarios y secundarios <i>Fluid flow in closed conduits - Connections for pressure signal transmissions between primary and secondary elements</i>
ISO 4006	Medición del flujo de fluido en conductos cerrados <i>Measurement of fluid flow in closed conduits</i>
ISO 6551	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 <i>Petroleum liquids and gases, Fidelity and security of dynamic measurement, Cabled transmission of electric and/or electronic pulsed data</i>
ISO 10790	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) <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>
ISO 15156	Industrias del petróleo y gas natural - Materiales a usar en ambientes que contienen H ₂ S en la producción de petróleo y gas <i>Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production</i>
ASME/ANSI B 16.5	Bridas de conexión y accesorios bridadas <i>Pipe Flanges and Flanged Fittings</i>
ASME/ANSI B 31.3	Tubería de Proceso <i>Process Piping</i>
ASME B 31.4	Sistemas de transporte por ductos para líquidos y sólidos <i>Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries</i>
NMX-CH-4006-IMCN-2009	Medición de Flujo de fluidos en conductos cerrados – Vocabulario y símbolos
ASME/ANSI B 36.10	Tamaños de ductos sin costura <i>Seamless Pipe Sizes</i>
ASTM D1250	Desarrollo del Cálculo para la Corrección del factor de volumen en el Instituto Americano del Petróleo <i>Volume Correction Factor Calculation Development in American Petroleum Institute</i>
IEC PAS 62382	Chequeo de lazo eléctrico y de instrumentación <i>Electrical and instrumentation loop check</i>
ISA TR 20.00.01	Formatos de Especificaciones para los instrumentos de medición de procesos y de control, Consideraciones Generales <i>Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, General Considerations</i>
OIML R 117-1	Sistemas de medición dinámica de líquidos distintos del agua <i>Dynamic measuring systems for liquids other than water</i>

 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	Cronograma 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	TMCAVO ARCAS	Aceite	Despacho Biportación	R/NNE						
2	A.N. FPD TAKUMTAH	Aceite	Despacho Biportación	R/NNE						
3	A.N. FPD YUMUKAK NAAB	Aceite	Despacho Biportación	R/NNE						
4	CDG MCD. PEMEX	Gas	Despacho	R/NNE						
5	TM DOS BOCAS	Aceite	Despacho Biportación	R/NDO						
6	TM PAJARITOS	Aceite	Despacho Biportación	SUR						
7	CCC PAID MAS	Aceite	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	TM MADERO	Aceite	Despacho Biportación	NORTE						
15	CM L NEJO 1	Condensado	Despacho Biportación	NORTE						
16	CAB POZA RICA	Aceite	Despacho	NORTE						
17	BATERIA HORCOÓN	Aceite	Despacho	NORTE						
18	BATERIA LAMMO	Aceite	Despacho	NORTE						
19	CAB NARANJOS	Aceite	Despacho	NORTE						
20	REFINERIA MADERO	Aceite	Despacho	NORTE						
21	EMC RAPAN	Aceite	Despacho	NORTE						
22	BATERIA MATAPIONCHE	Aceite	Despacho	NORTE						
23	PD CULEBRA NORTE	Gas	Despacho	NORTE						
24	PD CULEBRAS SUR	Gas	Despacho	NORTE						
25	EM HUIZACHE	Gas	Despacho	NORTE						
26	EM MAR BÓGRARD	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 PANOURA	Gas	Despacho	NORTE						
31	EM SANTA ELENA	Gas	Despacho	NORTE						
32	EM MOLMOG	Gas	Despacho	NORTE						
33	CM Mm 19	Gas	Despacho	NORTE						
34	EM CERAMICA CATO	Gas	Despacho	NORTE						
35	CPG MATAPIONCHE	Gas	Despacho	NORTE						
36	EMC RAPAN	Gas	Despacho	NORTE						
37	EMC SAN RAFAEL RINCÓN PACHECO	Gas	Despacho	NORTE						
38	EMC INERTO PLAVUELA	Gas	Despacho	NORTE						
39	EMC CAUCHY	Gas	Despacho	NORTE						
40	EMC CAMERO VEINTE	Gas	Despacho	NORTE						
41	CPG POZA RICA	Gas	Despacho	NORTE						
42	EPING EL RAUDAL	Gas	Despacho	NORTE						
43	CPG ARENQUE	Gas	Despacho	NORTE						
44	MOLTRES HERMANOS	Gas	Despacho	NORTE						
45	CM Mm 19	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.