

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCIÓN NÚMERO

DE

()

Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En uso de las facultades legales y en especial de las conferidas por el artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, y

CONSIDERANDO

Que de acuerdo con numeral 8 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, por el cual modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, es función de esta Entidad: *“Expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles”*.

Que el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, mediante la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, dispone que la fiscalización es el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Que el inciso segundo del artículo 13 ibídem prevé que el Gobierno Nacional definirá los criterios y procedimientos que permitan desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente, así como los aspectos técnicos, tecnológicos, operativos y administrativos para ejercer la labor de fiscalización.

Que el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, prevé que corresponde al Ministerio de Minas y Energía revisar, ajustar y/o expedir las normas técnicas y procedimientos que en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional

Continuación de la Resolución *“Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”*

de Hidrocarburos y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos.

Que mediante Resolución 18 1495 de 2009 “Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, se dispuso regular y controlar las mencionadas actividades con el fin de maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Que mediante Resolución 4 0048 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía modificó la Resolución 18 1495 de 2009 y estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.

Que el artículo 7 de la Resolución 4 0048 de 2015, establece que: *“Los equipos de medición de hidrocarburos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual éstos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales éstos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. (...)”*

Que la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, en el marco de las funciones establecidas en el artículo 3 del Decreto 0714 de 2012, especialmente la señalada en el numeral 5 al establecer que le corresponde: *“Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos”*, adelantó un estudio comparativo de las prácticas relevantes utilizadas en medición de hidrocarburos a nivel internacional, con el objetivo de evaluar su incorporación en el presente reglamento técnico.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía del 31 de marzo al 11 de abril de 2016 y los comentarios recibidos fueron debidamente analizados.

Que el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC) de la Organización Mundial del Comercio (OMC) establece que los Miembros de la OMC deberán notificar a los demás Miembros, los proyectos de reglamentos técnicos y procedimientos de evaluación de la conformidad cuando el contenido técnico de estos no esté acorde con las normas internacionales pertinentes y siempre que dichos reglamentos o procedimientos de evaluación de la conformidad puedan tener un efecto significativo en el comercio de otros Miembros.

Que de acuerdo con lo anterior y en atención a lo establecido en los artículos 2.2.1.7.5.6 y 2.2.1.7.5.7 del Decreto 1595 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía sometió a consideración de la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo el texto del presente reglamento.

Que mediante oficio XXXXXXXXXX, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XXXXX, con el número XXXXX, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo conceptúo que: “...”

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

Que sometido el Proyecto de Resolución al concepto de que trata el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, reglamentado por el Capítulo 30 del Decreto 1074 de 2015, mediante oficio XXXX del XX de XX de 2016, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el XX de XX de 2016 con el número XXXXXXXXXXXX, el Superintendente Delegado para la Protección de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio concluyó que: “...XXXX...”.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE

TÍTULO 1 Disposiciones Generales

Artículo 1. Objeto. El presente reglamento técnico tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que deben cumplir los Operadores para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se produzcan en el país, para prevenir las prácticas que puedan inducir a errores en el cálculo de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Las disposiciones contenidas en el presente reglamento técnico aplican a la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos (líquidos y gaseosos) y agua de producción que se recupere en pozos y campos productores ubicados en el territorio nacional continental o costa afuera, en etapa de evaluación o explotación comercial.

Artículo 3. Siglas y definiciones. Para los efectos de la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes siglas y definiciones:

1. **AGA.** American Gas Association - Asociación Americana de Gas.
2. **ANSI.** American National Standards Institute - Instituto Nacional Americano de Estándares.
3. **API MPMS.** API Manual of Petroleum Measurement Standards - Manual de Normas de Medición de Petróleos del Instituto Americano del Petróleo.
4. **ASTM.** American Society for Testing and Materials - Sociedad Americana para Ensayos y Materiales.
5. **Autoridad de Fiscalización.** De conformidad con el Artículo 14 de la Ley 1530 de 2012, la Autoridad de Fiscalización corresponde al Ministerio de Minas y Energía, o la entidad en quien éste la delegue.
6. **Balance Volumétrico.** Operación, en modo de volumen y calidad a condiciones de referencia, que se realiza para determinar y controlar las entradas, salidas, cambios de inventario, consumo, pérdidas, etc., de un producto, en una determinada facilidad de producción.
7. **Boca de Pozo.** Lugar en superficie donde se encuentra ubicado un pozo productor de hidrocarburos. Para efectos de asignación de volumen y

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

calidad de los fluidos de producción se tomará la facilidad donde se tratan y separan los fluidos provenientes de un campo petrolero.

8. **BPD.** Barriles por día.
9. **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 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.
10. **Condensado.** Mezcla de hidrocarburos que permanece líquido a temperatura y presión estándar con alguna cantidad de propano y butano disuelta en ella. Las gravedades de los condensados son superiores a los 40°grados API.
11. **Condiciones Estándar.** Corresponden a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15.56°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F); y a la presión de catorce coma setenta y tres libras (14,73) por pulgada cuadrada absoluta, para hidrocarburos líquidos.

Para el gas, corresponden a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15.56°C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F); y a la presión de catorce coma sesenta y cinco libras (14,65) por pulgada cuadrada.
12. **CREG.** Comisión de Regulación de Energía y Gas.
13. **Crudo Fiscalizado.** Crudo tratado, deshidratado, desgasificado, drenado, reposado, estabilizado y medido en el Punto de Medición Oficial que cumple las especificaciones técnicas para ser comercializado.
14. **Crudos Pesados.** Son todos los hidrocarburos líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15°) API, conforme lo define la Ley 141 de 1994.
15. **Estimación a Prorrata.** Corresponde a la medición muestral de un segmento del flujo de fluidos de producción en boca de pozo mediante sistema de separador, tanques y medidores; o mediante medidores o sistemas de medición másica.
16. **Fiscalización.** De conformidad con el Artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, fiscalización es el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

- 17. Gas Natural Fiscalizado.** Volumen de gas natural medido en el Punto de Medición Oficial que cumple con las especificaciones de calidad para ser comercializado (gas en condiciones RUT o condiciones contractuales entre las partes).
- 18. GPA.** Gas Processors Association – Asociación de Procesadores de Gas
- 19. Incertidumbre.** Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza.
- 20. ISO.** International Organization for Standardization - Organización Internacional de Normalización.
- 21. KPCD.** Miles de pies cúbicos por día.
- 22. 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 como determinar los valores producidos.
- 23. Medición Oficial.** Resultado de la medición de volumen y determinación de la calidad de hidrocarburos obtenida en los Punto de Medición Oficial y de Muestreo Oficial.
- 24. 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 el campo sin propósitos de transferencia.
- 25. Medición por Asignación.** Corresponde a la medición continua de los fluidos en boca de pozo, mediante medidores y sistemas de medición multifásica, o mediante medidas de la fase líquida en tanques de almacenamiento y medidas de la fase gaseosa con medidores o platinas de orificio, aguas abajo de un separador. Podrán utilizarse para este fin, en casos especiales y con previa autorización de la Autoridad de Fiscalización, otros métodos como ecuaciones de estado, curva de declinación, curva IPR o registros de producción, dependiendo de la complejidad de los yacimientos; dejando expreso cada cuanto tiempo se verifica el cumplimiento de éstos.
- 26. Medición por Diferencias.** Determinación de una cantidad no medida, por diferencias entre dos o más cantidades medidas en una misma facilidad, y que se utiliza como medición de asignación o prorrateo, según estipulaciones de este reglamento.
- 27. Medidor.** Equipo utilizado por sí solo o en conjunto con equipos auxiliares para hacer mediciones de una determinada magnitud o dimensión con base en un principio de medición.
- 28. Mensurando.** Magnitud que se desea medir.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

- 29. NTC.** Norma Técnica Colombiana.
- 30. OIML.** Organización Internacional de Metrología Legal.
- 31. ONAC.** Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.
- 32. Operador.** Persona natural o jurídica que realiza las operaciones objeto de un contrato o convenio suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o quien haga sus veces, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país, en virtud del cual lleva a cabo operaciones de medición y determinación de volúmenes de los hidrocarburos, directamente o por medio de un Tercero Especializado. Para efectos del presente reglamento, también se extenderán los derechos y obligaciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de asociación, de producción incremental, de explotación de campos descubiertos no desarrollados o campos inactivos o de cualquier otra naturaleza con ECOPETROL S.A.
- 33. Patrón de Referencia.** Patrón designado para la calibración de patrones de magnitudes de la misma naturaleza, en una organización o lugar dado.
- 34. Puntos de Medición en Boca de Pozo.** Puntos aprobados por la Autoridad de Fiscalización en los cuales se determinan la cantidad y calidad de los fluidos producidos por pozo, mediante sistemas de medición ubicados a la salida del separador de las fases de hidrocarburos producidos o mediante medidores multifásicos.
- 35. Puntos de Medición Oficial.** Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar para efectos de determinar los volúmenes de petróleo y gas base para el cálculo de las regalías.
- 36. Puntos de Muestreo Oficial.** Puntos aprobados por la Autoridad de Fiscalización para la toma de muestras representativas para medición oficial o para medición de asignación y prorrateo en boca de pozo.
- 37. Resultado de Medida.** Conjunto de valores de una magnitud atribuidos a un mensurando, acompañados de cualquier otra información relevante disponible. El resultado de una medición se expresa generalmente como un valor medido único y una incertidumbre de medida.
- 38. RUT.** Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. Conjunto de disposiciones adoptadas por la CREG mediante Resolución 071 de 1999 y sus modificaciones.
- 39. Sistema de Medición de Hidrocarburos.** Conjunto de equipos e instrumentos que intervienen en la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos, conforme al método de medición estático o dinámico establecido, y que cuenta con verificación y calibración vigente y cumple con los niveles de incertidumbre exigidos.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

- 40. *Transferencia.*** Acción mediante la cual se entregan operativamente los hidrocarburos, transfiriendo su custodia.
- 41. *Trazabilidad.*** 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.
- 42. *Terceros Especializados.*** Corresponden a personas naturales o jurídicas con formación y experiencia demostrable en el sector de hidrocarburos, en labores de medición, auditoría e interventoría, según las exigencias establecidas en el presente reglamento técnico.
- 43. *Validación.*** Verificación de que los requisitos especificados son adecuados para un uso específico.
- 44. *Verificación.*** Aportación de evidencia objetiva de un determinado equipo, instrumento, procedimiento, proceso o sistema, que satisface requerimientos previamente especificados.
- 45. *Volumen Muerto.*** Es el volumen mínimo de hidrocarburos líquidos y agua requerido para que permanentemente se viabilice la operación de una facilidad mediante el llenado de líneas de tubería, vasijas, tanques que están ubicados entre la boca de pozo y el Punto de Medición Oficial. El volumen muerto incluye igualmente el volumen que permanece inmóvil durante la evaluación y la explotación del campo, en algunas partes internas de sus facilidades, equipos o tubería, y que debe ser sometido a tratamiento para poder ser fiscalizado, durante las etapas de evaluación y explotación de cada campo.

TÍTULO 2

Requisitos para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos

Artículo 4. *Obligaciones generales de los operadores.* Son obligaciones generales de los Operadores las siguientes:

1. Adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos de conformidad con lo establecido en la presente Resolución.
2. Contar con al menos un sistema de medición del volumen y determinación de calidad de los hidrocarburos y del agua de producción que se extraiga, cumpliendo con los requisitos establecidos en el presente reglamento.
3. Mantener los equipos e instrumentos del sistema de medición requeridos para la determinación del volumen de hidrocarburos y agua de producción de cada campo en cumplimiento de un plan de aseguramiento metrológico a partir de patrones calibrados y trazables a entidades acreditadas.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

4. Mantener los equipos e instrumentos requeridos para determinación de calidad de hidrocarburos líquidos debidamente calibrados cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025 por una compañía acreditada por el ONAC, o quien haga sus veces, disponibles para verificación por parte de la autoridad de fiscalización. El análisis de gas natural deberá realizarse con equipos que se encuentren en control metrológico.
5. Elaborar y aplicar un manual de medición del volumen y determinación de calidad de hidrocarburos para los procesos y sistemas de medición que opere, que incluya procedimientos escritos y cronogramas de calibración, verificación y mantenimiento de los instrumentos y equipos que hacen parte del sistema, disponibles para verificación de la autoridad de fiscalización.
6. Llevar en una bitácora (física y/o electrónica) los registros diarios de todas las actividades de gestión de medición, incluyendo capacitaciones, calibraciones, verificaciones, mantenimientos, reparaciones, cambios de equipos e instrumentos de los sistemas de medición y laboratorio, reuniones de revisión gerencial y de gestión de no conformidades y auditorías, entre otras actividades.
7. Contar con personal competente tanto para la realización de procedimientos de medición y muestreo, como para el desarrollo de las pruebas de laboratorio, documentando la competencia de las personas encargadas de operar los equipos y realizar los ensayos de los parámetros de calidad del crudo y/o las calibraciones requeridas.
8. Nombrar un representante de la Dirección o encargado de la gestión volumétrica y de medición, responsable ante la Autoridad de Fiscalización.
9. Atender en los tiempos que lo indique la Autoridad de Fiscalización, las solicitudes de información sobre sus sistemas y procedimientos para la determinación efectiva de los volúmenes de producción.
10. En toda facilidad, el Operador deberá colocar en un lugar visible un diagrama de procesos del sistema de producción, tratamiento y medición, que indique claramente la ubicación de los Puntos de Medición Oficial, de Muestreo Oficial y de Medición Oficial de Transferencia y Custodia.

Artículo 5. Medición del volumen de los hidrocarburos. La medición oficial del volumen de los hidrocarburos que se recuperen en todo pozo o campo productor podrá ser estática o dinámica dependiendo del tipo y características del fluido a medir y los volúmenes a manejar.

La medición estática deberá realizarse en tanques de almacenamiento que cumplan con los requerimientos establecidos en Artículo 14 de la presente resolución, siguiendo los procedimientos y estándares establecidos en el Artículo 13.

La medición dinámica podrá realizarse a través de equipos de medición que cumplan con los estándares establecidos en el Capítulo 2 del Título 4 de la presente.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

Parágrafo. Durante el desarrollo de pruebas iniciales de producción, se podrán utilizar equipos y facilidades instaladas de forma transitoria, cumpliendo con los lineamientos del presente Reglamento. Para las pruebas extensas de producción, las facilidades deberán ser aprobadas por la Autoridad de Fiscalización. A partir de la etapa de explotación comercial del campo, los sistemas de medición deberán ser instalados de forma definitiva hasta la terminación del contrato o convenio de explotación o hasta que se alcance el límite económico del campo.

Artículo 6. Determinación de calidad de los hidrocarburos líquidos. Para efectos de determinar la calidad de los fluidos que se producen, el Operador deberá contar con un laboratorio que cumpla con los requisitos técnicos de la norma ISO 17025 y que cuente como mínimo con los siguientes elementos:

1. Equipos, instrumentos e insumos para la medición de la Gravedad API de acuerdo a lo descrito en la última versión de las normas ASTM D287, D1298, D5002 o API MPMS 9.0.
2. Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de agua de acuerdo a lo descrito en la última versión de las normas ASTM D4006, D4007, D4377, D4928 o API MPMS 10.
3. Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de sedimentos de acuerdo a lo descrito en la última versión de la norma ASTM D473.
4. Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de sal conforme a lo establecido en la norma ASTM D3230.
5. Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de azufre conforme a lo establecido en la norma ASTM D4294 o D2622.

Parágrafo 1. El Operador podrá contratar los servicios de un laboratorio externo, que cumpla igualmente con los requisitos de la norma ISO 17025, para la determinación de parámetros como el contenido de sedimentos y azufre.

Parágrafo 2. La medición del contenido de agua y Gravedad API deberá realizarse diariamente. El contenido de sedimentos deberá efectuarse como mínimo cada (3) tres meses o cuando cambien las condiciones de producción, y el contenido de azufre, cada seis (6) meses.

Parágrafo 3. Para determinar la cantidad de agua en Puntos de Medición Oficial no podrá utilizar el método de centrifugación.

Artículo 7. Determinación de calidad de los hidrocarburos gaseosos. Para determinar la calidad de los hidrocarburos gaseosos se deberá determinar, entre otros, la densidad, composición y poder calorífico. Para el gas comercializable procesado, el análisis se realizará de acuerdo con lo establecido en el RUT. Para el gas comercializable no procesado, se deberá realizar, como mínimo, una cromatografía mensual.

Continuación de la Resolución “*Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado*”

Parágrafo. Los ensayos de calidad se deberán realizar sobre muestras representativas tomadas en los Puntos de Muestreo Oficial, según Norma API MPMS Capítulo 14.1 vigente.

Artículo 8. *Calidad de los hidrocarburos líquidos en el punto de medición oficial.* Los hidrocarburos líquidos en el Punto de Medición Oficial deberán cumplir con las siguientes características de calidad:

1. Gravedad API
2. Contenido de agua y sedimentos menor o igual al 0,5% en volumen.
3. Contenido de sal menor o igual a 20 libras de sal por cada mil barriles (PTB).
4. Contenido de azufre

Parágrafo 1. Los ensayos de calidad se deberán realizar sobre muestras representativas tomadas en los Puntos de Muestreo Oficial, según Norma API MPMS Capítulo 8.

Parágrafo 2. En el evento de que no se logre obtener un producto dentro del 0,5% de contenido de agua y sedimentos, dicha condición deberá ser informada a la Autoridad de Fiscalización y corresponderá al Operador acordar con el transportador, los términos y condiciones para movilizar el producto.

Artículo 9. *Calidad de los hidrocarburos gaseosos en el punto de medición oficial.* El gas natural comercializable en los Puntos de Medición Oficial deberá cumplir con las condiciones establecidas en el Reglamento Único de Transporte - RUT o con las condiciones comerciales que se hayan pactado, según sea el caso.

Artículo 10. *Sistemas de medición compartidos.* Un mismo Operador de dos o más campos, incluso de diferentes contratos y/o convenios de explotación, o dos o más Operadores, podrán hacer de un mismo sistema para medir el volumen y determinar la calidad de hidrocarburos producidos siempre y cuando se garantice la existencia de equipos y procedimientos que permitan identificar el volumen y calidad que corresponde a cada campo, lo cual será validado y aprobado previamente por la Autoridad de Fiscalización. Cada corriente de producción, antes de entrar a las facilidades de tratamiento compartidas, deberá ser medida.

TÍTULO 3

Requisitos para el reporte de la producción

Artículo 11. *Cifras significativas y conversión a sistema métrico aplicables a los volúmenes calculados con los modelos.* Las cifras significativas con las cuales se deberán reportar los resultados que se obtengan para cada una de las variables de los modelos de medición tendrán que cumplir con lo establecido en la versión vigente de la norma API MPMS 12.1.1.

Parágrafo. Para la conversión de los volúmenes de hidrocarburos producidos a unidades del sistema métrico, se deberán aplicar las correlaciones que establezca la versión vigente de la norma técnica API MPMS Capítulo 15, Apéndice A.

Continuación de la Resolución "Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado"

TÍTULO 4. Modelos de medición y normas técnicas aplicables

CAPÍTULO 1 Medición Estática

Artículo 12. Modelo de medición estática para hidrocarburos líquidos. El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar obtenido luego de descontar el contenido de agua y de sedimentos suspendidos, deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en las versiones vigentes de las normas API MPMS 3 y API 12.1.1.

Artículo 13. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición estática. Los equipos y procedimientos de los sistemas de medición estática utilizados como Sistemas de Medición Oficial, deberán cumplir con los requerimientos de las últimas versiones de las siguientes normas técnicas:

1. API MPMS Capítulo 2, Calibración y aforo de tanques verticales y horizontales.
2. API MPMS Capítulo 3, Medición de Tanques.
3. API MPMS Capítulo 7, Determinación de la Temperatura.
4. API MPMS Capítulo 8, Muestreo.
5. API MPMS Capítulo 11, Factores de corrección de volumen del hidrocarburo líquido por temperatura.
6. API MPMS Capítulo 12, Sección 1, Parte 1, Factores de corrección por temperatura de lámina del tanque, cifras significativas, procesos de cálculo y definición de los términos.
7. API MPMS Capítulo 12, Sección 1, Parte 3, Encogimiento volumétrico resultante de la mezcla de hidrocarburos livianos con crudos.
8. Las señaladas en el Artículo 6 de la presente Resolución con relación a determinación de la calidad de los hidrocarburos.

Artículo 14. Tanques de almacenamiento para medición oficial. Se podrán utilizar para medición oficial de los hidrocarburos líquidos producidos, tanques que cumplan con las siguientes condiciones:

1. Ser construidos e instalados de acuerdo con las disposiciones contenidas en las versiones vigentes de las normas técnicas API 12B, API STD 650, API STD 620 o Código ASME Sección VIII División 1.
2. Contar con los accesorios y dispositivos de seguridad, protección catódica, conexión a tierra, válvulas de presión y vacío, válvula de control de venteo, cajas de drenajes y recolección de goteos menores, diques, compuertas de acceso al tanque, boquillas de entrada para operaciones de medición y

Continuación de la Resolución *“Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”*

muestreo manual, líneas de entrada y salida que eviten caídas libres y salpicaduras de líquido, entre otros. Se deberán tomar las medidas necesarias para evitar contaminación de los suelos en caso de derrames. Las geomembranas solo serán permitidas durante pruebas iniciales

3. Cumplir con los requisitos de la norma técnica incorporada API 2350 - Cuarta Edición o aquella que la actualice, modifique o sustituya, sobre protección de sobrellenado para tanques de almacenamiento en facilidades petroleras.
4. Llevar a cabo el proceso de calibración y aforo para tanques cilíndricos verticales por organismos especializados, debidamente acreditados en ISO 17015 por la ONAC para realizar aforos de tanques utilizando los métodos o procedimientos de calibración y aforo contenidos en las normas técnicas vigentes del API MPMS Capítulo 2:
 - 4.1. Sección 2.A. Método de medición con cinta o strapping.
 - 4.2. Sección 2.B. Método de la línea de referencia óptica.
 - 4.3. Sección 2.C. Método de triangulación óptica.
 - 4.4. Sección 2.D. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).
 - 4.5. Sección 2.E. Método Manual.
 - 4.6. Estándar API 2555 Calibración líquida de Tanque.
5. El proceso de aforo y el procedimiento de elaboración de la tabla de aforo para tanques verticales, deberá cumplir como mínimo con los siguientes cálculos y correcciones:
 - 5.1. Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo, o las mediciones que corresponda mediante dispositivos telemétricos aceptables
 - 5.2. Medición de las alturas de cada anillo y de sus espesores de lámina
 - 5.3. Medición de la altura del fondo del tanque y determinación de la relación Nivel vs. Volumen, mediante integración a partir de planos, o mediante adición de volúmenes medidos de agua
 - 5.4. Corrección por calibración de la cinta de trabajo a la cinta master
 - 5.5. Corrección por el espesor de la cinta
 - 5.6. Corrección por temperatura de la cinta
 - 5.7. Corrección por el espesor de lámina del tanque
 - 5.8. Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.
 - 5.9. Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods)
 - 5.10. Determinación del peso del techo y de la altura de los soportes
 - 5.11. Gravedad API del producto a almacenar
 - 5.12. Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido y por anillo
 - 5.13. Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress)
 - 5.14. Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura estándar
 - 5.15. Corrección por inclinación del tanque (Tilt)
 - 5.16. Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque

Continuación de la Resolución "Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado"

- 5.17. Cálculo del incremento efectivo por anillo
 - 5.18. Estimación de la incertidumbre del aforo con su memoria de cálculo
 - 5.19. Generación de la tabla por cada anillo a partir del incremento efectivo
 - 5.20. Generación de la tabla del fondo
6. El proceso de calibración y aforo de tanques cilíndricos horizontales se deberá realizar por organismos especializados, debidamente acreditados en ISO 17015 por la ONAC, utilizando los procedimientos señalados en la norma técnica vigente del API MPMS Capítulo 2, así:
 - 6.1. Sección 2E. Método manual o strapping.
 - 6.2. Sección 2F. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).
7. El procedimiento de elaboración de la tabla de aforo para tanques cilíndricos horizontales, deberá contemplar como mínimo los siguientes cálculos y correcciones:
 - 7.1. Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo, o las mediciones que corresponda utilizando los dispositivos telemétricos aceptables
 - 7.2. Medición de las longitudes de cada anillo y de sus espesores de lámina
 - 7.3. Medición de la altura del fondo del tanque y determinación de la relación Nivel vs. Volumen, mediante integración a partir de planos, o mediante adición de volúmenes medidos de agua
 - 7.4. Medición de la pendiente del tanque respecto del plano horizontal
 - 7.5. Corrección por calibración de la cinta de trabajo a la cinta master
 - 7.6. Corrección por el espesor de la cinta
 - 7.7. Corrección por temperatura de la cinta
 - 7.8. Corrección por el espesor de lámina del tanque
 - 7.9. Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.
 - 7.10. Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods)
 - 7.11. Gravedad API del producto a almacenar
 - 7.12. Presión de trabajo del tanque
 - 7.13. Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido
 - 7.14. Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress)
 - 7.15. Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura base de 60°F
 - 7.16. Corrección por inclinación del tanque respecto del plano horizontal
 - 7.17. Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque
 - 7.18. Cálculo de la incertidumbre del aforo
 - 7.19. Generación tabla del fondo y tabla de incrementos cilindro, para el cuerpo del cilindro, las tapas esféricas o elípticas, y el disco intermedio (Knuckle disk)
8. *Aprobación de las tablas de aforo.* Las tablas de aforo, junto con las memorias de cálculo respectivas, de los tanques de almacenamiento que se presenten por parte del Operador para aprobación, deberán entregarse a la Autoridad de Fiscalización, dirigidas y firmadas por los Operadores y la

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

empresa que realiza el aforo. La tabla de aforo deberá presentarse en forma física y en formato digital editable, en unidades de barriles americanos con dos cifras decimales a la temperatura estándar, y el respectivo nivel de líquido en milímetros.

En aquellos campos donde se recuperen productos blancos líquidos provenientes del tratamiento del gas, tales como propano, butano, GLP o gasolina, y dichos volúmenes deban ser considerados dentro del balance de los campos, las tablas de aforo de los tanques donde se almacenen dichos productos se elaboraran para el cálculo de volúmenes en galones americanos.

9. *Recómputo de las tablas de aforo.* El proceso de recómputo de las tablas de aforo deberá realizarse a partir de mediciones previamente hechas de los diámetros del tanque, cuando cambien las variables de operación del mismo, tales como temperatura o gravedad API del producto almacenado, o cuando cambie la altura de referencia sin que este cambio vaya asociado a deformación del tanque. Los parámetros de control se referencian en el apéndice A del API MPMS 2.2A última versión
10. *Reaforo de tanques.* El proceso de reaforo del tanque, a partir de nuevas medidas de los diámetros de éste, y, la elaboración de una nueva tabla de aforo, deberán realizarse, cuando cambien las condiciones externas o las variables estructurales del tanque, tales como la altura de referencia por deformación inelástica del tanque, el espesor de las láminas, el diámetro o la inclinación del tanque, los volúmenes muertos internos, el techo flotante, entre otros aspectos. Los parámetros de control se referencian en el apéndice A del API MPMS 2.2A última versión.
11. *Inspección de tanques.* Todos los tanques aprobados como Puntos de Medición Oficial deberán inspeccionarse cada cinco (5) años para verificar los límites fijados en el apéndice A del API MPMS 2.2A. El Operador deberá elaborar y mantener actualizada una tabla que registre progresivamente en forma tabular y gráfica, los cambios que resulten de cada ejercicio de verificación, en las siguientes dimensiones: diámetro interno, espesores de lámina, altura de los anillos, inclinación del tanque y altura de referencia.
12. *Parámetros límite para reaforo de tanques establecidos como Puntos de Medición Oficial.* Se deberán adelantar operaciones de reaforo cuando:
 - 12.1. Los tanques de medición deberán ser reaforados cuando se evidencien variaciones en los diámetros internos de la circunferencia del fondo, superiores a las establecidas en la Tabla A1 del apéndice A del API MPMS 2.2A, para las variaciones en los volúmenes netos de hidrocarburos producidos, presentados en la misma tabla.
 - 12.2. Los tanques de medición deberán ser reaforados cuando se evidencien variaciones en el espesor de las láminas del anillo inferior, superiores a las establecidas en la Tabla A2 del apéndice A del API MPMS 2.2A para los diámetros nominales referidos.
 - 12.3. Los tanques de medición deberán ser reaforados cuando la variación del volumen medido final comparado con el volumen medido inicial

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

supere el 0,024% debido a la inclinación, conforme a lo establecido en la Tabla A3 del apéndice A del API MPMS 2.2A.

13. *Parámetros límite para el recalcu de tablas de aforo en tanques establecidos como Puntos de Medición Oficial.* Se deberá recalcular la tabla de aforo:

- 13.1. Cuando la temperatura del líquido cambie en más de 10°F con respecto a la reportada en la tabla de aforo.
- 13.2. Cuando la densidad relativa del fluido cambie en más del 10% con respecto a la reportada en la tabla de aforo.

14. *Tanques de almacenamiento de construcción diferente.* Solo durante el desarrollo de pruebas iniciales de producción, y previa autorización por parte de la Autoridad de Fiscalización, se podrán utilizar tanques tipo “Gun barrel” o “Frac Tank”, debidamente aforados en el sitio, para la medición de los hidrocarburos líquidos producidos.

15. *Equipos o instrumentos para toma de muestras.* El Operador deberá utilizar equipos o instrumentos para la toma de muestras, de acuerdo al método y tipo de hidrocarburo, conforme a lo establecidos en las Normas ASTM D4057, D4177, D5842, D5854, D1265, D3700, GPA 2166, API MPMS 8.1, 8.2, 8.3, 14.1, 14.6, 14,7 o 14.8.

Parágrafo. Los tanques de tratamiento de los hidrocarburos, entre éstos, los separadores, deshidratadores, desgomadores y desemulsificadores, no son aceptables como Puntos de Medición Oficial.

CAPÍTULO 2 **Medición Dinámica**

Artículo 15. Modelo de medición dinámica para hidrocarburos líquidos. El Operador deberá determinar el volumen de hidrocarburos que fluyen a través de un medidor de flujo siguiendo los lineamientos establecidos en la versión vigente API MPMS, Capítulo 5.

El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar, deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en la versión vigente de la norma API MPMS Capítulo 12 Sección 2.

Artículo 16. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición dinámica de hidrocarburos líquidos. Los equipos y procedimientos de los sistemas de medición dinámica deberán cumplir con los requisitos de las últimas versiones de las siguientes normas técnicas:

1. API MPMS, Capítulo 4, para probadores.
2. API MPMS, Capítulo 5, para medidores de flujo.
3. API MPMS, Capítulo 7, para determinación de la temperatura.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

4. API MPMS, Capítulo 8, para muestreo.
5. API MPMS, Capítulo 9, para determinación de densidad.
6. API MPMS, Capítulo 10, para determinación de sedimento y agua en suspensión.
7. API MPMS, Capítulo 11, para factores de corrección del volumen del hidrocarburo líquido por temperatura y presión.
8. API MPMS, Capítulo 12, Sección 2, para cifras significativas, definición de los términos y procesos de cálculo de cantidades de hidrocarburos por medición dinámica.
9. API MPMS, Capítulo 12, Sección 1, Parte 3, para encogimiento volumétrico resultante de la mezcla de hidrocarburos livianos con crudos.
10. API MPMS, Capítulo 21, Sección 2, para medición electrónica de líquidos.

Artículo 17. Modelos de medición para hidrocarburos gaseosos. Los modelos de medición que deben ser utilizados para la determinación del volumen de hidrocarburos gaseosos se encuentran establecidos en las normas referidas en el RUT para gas comercializable bajo condiciones de calidad y en la Tabla 1 de la presente resolución, para cada tipo de medidor, previa aprobación por la Autoridad de Fiscalización.

Parágrafo. Todo el gas producido deberá ser medido en forma continua mediante cualquiera de los medidores relacionados en la Tabla 1 del presente reglamento, de lo cual deberá llevarse un registro diario físico y/o electrónico de conformidad con lo establecido en la norma API MPMS 21.1.

Del mismo modo se deberán medir los volúmenes de gas que se utilicen en la facilidad para levantamiento artificial o inyección al yacimiento, consumo en las operaciones, comercialización, entregas a planta de procesamiento, generación de energía y quema.

Artículo 18. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de hidrocarburos gaseosos. Los modelos, equipos y procedimientos que se utilicen como Puntos de Medición Oficial y/o Puntos de Muestreo Oficial de hidrocarburos gaseosos comercializados bajo condiciones RUT, deberán cumplir con los requerimientos de la Resolución CREG-071 de 1999 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen. Otros usos del gas de producción estarán regidos por la última versión de las normas que se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 1. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de gas

Sistema de Medición	Norma
Platina de Orificio	Reporte AGA No. 3, Parte 2 API MPMS Capítulo 14, Sección 3 GPA 8185, Parte 2 ISO 5167-2

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

Medidor Tipo Turbina	Reporte AGA No. 7 ISO 9951 NTC-5927
Medidor de Desplazamiento Positivo Tipo Rotativo	ANSI B109.3 OIML R 137-1 NTC-4136
Medidor de Desplazamiento Positivo Tipo Diafragma	ANSI B109.1 (Capacidad inferior a 500 pies cúbicos por hora) ANSI B109.2 (Capacidad igual o superior a 500 pies cúbicos por hora) OIML R 137-1 NTC-4554 (Capacidad superior 16m3/h)
Medidor Tipo Ultrasónico	Reporte AGA No. 9 ISO 17089-1
Medidor Tipo Coriolis (Másico)	Reporte AGA No. 11 API MPMS Capítulo 14, Sección 9 ISO 10790
Medidor Tipo Tubos Venturi y boquilla de flujo	ISO 5167-3 ISO 5167-4
Dispositivos electrónicos para la medición	API MPMS Capítulo 21, Sección 1
Factores de compresibilidad del gas	Reporte AGA No. 8
Temperatura / Presión	API MPMS Capítulo 21, Sección 1 API RP 551
Cromatografía	ASTM D7164 ASTM D1945 API MPMS Capítulo 14, Sección 1 ISO 10715 ISO 6974-1 ISO 6974-2 ISO 6974-3 ISO 6974-4 ISO 6974-5 ISO 6974-6 ISO 6975 GPA 2261 GPA 2286
Muestreo de gas natural	API MPMS Capítulo 14, Sección 1
Computador de flujo	API MPMS Capítulo 21, Sección 1
Medición de gas en teas	API MPMS Capítulo 14, Sección 10

CAPÍTULO 3

Otras operaciones de medición

Artículo 19. Medición de hidrocarburos líquidos en buques. Toda operación de medición de hidrocarburos líquidos en buques deberá efectuarse de conformidad con las disposiciones contenidas en la norma técnica vigente API MPMS Capítulo 17.

Artículo 20. Medición de agua de producción. Toda el agua de producción separada en una fase independiente, deberá medirse mediante medidores de flujo, o mediciones en tanques aforados. Los medidores de flujo deberán ser verificados en el punto de instalación dentro de los dos (2) meses iniciales de operación, y posteriormente con periodicidad anual.

Continuación de la Resolución “*Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado*”

Parágrafo. El factor de calibración del medidor de agua deberá calcularse a partir de cuatro (4) corridas sucesivas que satisfagan el error máximo definido por el fabricante del medidor. El factor del medidor será el valor que resulte del promedio aritmético de los cuatro factores evaluados. Deberá garantizarse que el desempeño del medidor este conforme con las características propias del medidor.

Artículo 21. *Medición multifásica.* Se podrán utilizar medidores multifásicos fijos o portátiles para medición de asignación o para la realización de pruebas de pozo en lugar se separadores de prueba, siempre y cuando las características de diseño, instalación, operación, mantenimiento, calibración, verificación e incertidumbre, estén acorde con las especificaciones de la norma técnica API MPMS Capítulo 20 Sección 3 y los requerimientos del Servicio Geológico Colombiano para equipos que empleen fuente radioactiva. Para el uso de medidores multifásicos, se deberá presentar solicitud de aprobación a la Autoridad de Fiscalización.

TITULO 5.

De la distribución de la producción y los balances de campo

Artículo 22. *Modelo de cuantificación de la producción en boca de pozo.* La determinación efectiva de los volúmenes de hidrocarburos producidos en boca de pozo corresponde a un proceso que se debe llevar a cabo por campo y que comprende las siguientes etapas:

1. *Determinación del volumen teórico de hidrocarburos producidos por cada pozo.* La producción teórica de cada pozo se calculará mediante medición continua (asignación) o estimación a prorrata.
 - 1.1. Medición por asignación. La medición continua puede realizarse mediante el uso de cualquiera de los siguientes medidores:
 - 1.1.1. Medidores de flujo para gas y líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
 - 1.1.2. Medidores de flujo para gas y mediciones en tanques para fluidos líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
 - 1.1.3. Medidor multifásico antes de la etapa de separación de fases.
 - 1.2. Estimación a prorrata. La estimación a prorrata puede realizarse a partir de las mediciones temporales de los hidrocarburos en pruebas de producción.

Las pruebas de pozo deberán realizarse o bien mediante medidores multifásicos o a través de equipos de separación de fases, que satisfagan los requisitos de diseño, fabricación y pruebas en fábrica, contenidos en la última versión de la norma técnica API 12J – Especificaciones para separadores de petróleo y gas.
2. *Determinación de los hidrocarburos producidos por campo en el Punto de Medición Oficial.* Los hidrocarburos producidos se calcularán siguiendo los lineamientos establecidos en el numeral 1.9.7 “Corrected Production Calculation” del API MPMS Capítulo 20.1 última versión.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

3. *Distribución de la producción neta del campo entre sus pozos productores.* Para el cálculo de la producción corregida para cualquier pozo en un sistema de asignación se deberán seguir los lineamientos establecidos en el numeral 1.9.7 “Corrected Production Calculation” del API MPMS 20.1 última versión.
4. *Determinación del Factor de Campo (FC).* El Factor de Campo corresponde a la diferencia entre el valor teórico o estimado (potencial) de producción y el valor total fiscalizado, y se calculará a través de la siguiente ecuación:

$$FC = \text{Producción teórica del campo} / \text{Producción total corregida}$$

El rango aceptable para los Factores de Campo (FC) será entre 0,95 y 1,05.

Artículo 23. Factores de campo por fuera de rango. Cuando los factores de campo arrojen valores por fuera de los límites de aceptación previstos en este reglamento, el Operador adelantará una investigación tendiente a encontrar las causas de la diferencia entre los valores de producción corregida, a partir de la cual se propondrá a la Autoridad de Fiscalización las acciones o medidas a implementar, sin perjuicio de las sanciones que resulten aplicables.

Artículo 24. Factor de encogimiento (merma) para medición de asignación. Cuando los volúmenes de hidrocarburos o fluidos de producción medidos a condiciones de presión de flujo ingresen a tanques atmosféricos, se deberá tener en cuenta la reducción del volumen de líquido, mediante la toma de muestras de los fluidos medidos y el cálculo del factor de encogimiento (Shrinkage factor) de conformidad con la versión vigente de la norma técnica API MPMS 20.1.

Artículo 25. Balances volumétricos o de materia. El Operador deberá realizar un balance volumétrico o másico, a condiciones de referencia, y para cada fluido (petróleo, gas y agua), con el fin de controlar las Perdidas/Ganancias del sistema que opera. El balance deberá realizarse desde el pozo, hasta el Punto de Medición Oficial, y considerará como mínimo, los siguientes elementos:

1. Fluido extraído.
2. Fluido inyectado al yacimiento.
3. Fluido almacenado.
4. Fluido usado como combustible.
5. Mermas.
6. Fluido quemado.
7. Fluido en el Punto de Medición Oficial.
8. Fluido transferido
9. Fluido en proceso

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

10. Otros propios de la operación que se establezcan por requerimiento de la Autoridad de Fiscalización.

Parágrafo. En el caso de que el Punto de Medición Oficial sea compartido, el Operador deberá asegurar que exista medición operacional y de referencia para sustentar los datos utilizados en los balances.

Artículo 26. Corrección volumétrica por encogimiento en campos que diluyen los crudos pesados con nafta o hidrocarburos livianos. En las facilidades donde se diluyen crudos pesados con nafta o cualquier otro hidrocarburo liviano, el balance deberá tener en cuenta el efecto de encogimiento del volumen de la mezcla, de acuerdo con los lineamientos dados en la versión vigente de la norma API MPMS 12.3.

Para los casos en donde el API del crudo sea menor a 15°API, el Operador deberá presentar la fórmula de corrección de encogimiento debidamente soportada con pruebas de laboratorio en los seis (6) meses posteriores a la emisión de este reglamento. Durante el periodo de pruebas, se aplicará la metodología dada en la versión vigente de la API MPMS 12.3.

Parágrafo. El Operador deberá garantizar que el volumen de nafta o hidrocarburo liviano que se utilice como diluyente sea medido previamente de conformidad a los lineamientos establecidos en la presente Resolución y que se conserven los registros pertinentes.

Artículo 27. Reporte de volúmenes muertos. El volumen muerto se calculará como la suma de:

1. El volumen bruto interno de las líneas de tubería, tanques de tratamiento, vasijas de proceso, localizados entre boca de pozo y las facilidades de tratamiento, y entre éstas y el Sistema de Medición Oficial de Fiscalización.
2. El volumen bruto de hidrocarburos líquidos y agua que por razones técnicas nunca pueda llegar al Punto de Medición Oficial de Fiscalización, salvo cuando pueda recuperarse.

Parágrafo 1. El volumen muerto debe ser reportado a la Autoridad de Fiscalización en el Cuadro 4 de producción mensual de cada campo y en el SUIME, o, en los formatos que para tal propósito destine la Autoridad de Fiscalización.

Parágrafo 2. El Operador debe reportar las modificaciones en el volumen o capacidad de las líneas o vasijas de producción que se dan durante la explotación del campo que modifican el volumen de crudo que hace parte del volumen muerto.

Parágrafo 3. Los volúmenes de crudo que hacen parte de los fondos de los tanques de medición oficial forman parte del inventario de crudo.

Parágrafo 4. Al revertir el campo, por un evento contractual, o al finalizar la explotación de éste, el volumen muerto podrá desplazarse, tratarse y comercializarse cumpliendo especificaciones. En este momento pagará regalías.

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

TITULO 6. Gerencia Metrológica

Artículo 28. Sistemas de gestión de calidad de medición. El Operador deberá implementar un sistema de gestión de calidad de medición de conformidad con la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 10012 – Sistemas de Gestión para la Medición u otra equivalente. El sistema de gestión que cobijará los insumos, equipos, procedimientos, personal y gestión metrológica, deberá comprender los siguientes procesos:

1. Gestión volumétrica, que involucra los procesos de cálculo, manejo de inventarios, balances de planta, líneas de transferencia, conciliaciones y reclamaciones entre otras, de las mediciones oficiales y de producción en boca de pozo.
2. Trazabilidad volumétrica, que incluye el manejo de la igualdad e integridad de los datos a lo largo de todo el proceso de origen, desarrollo y uso final de la información volumétrica.
3. Indicadores, que incluye un conjunto de indicadores que recogen información cuantitativa sobre el estado comparativo de una determinada variable o función de medición, frente a lo establecido para dicha variable en las “buenas prácticas de medición”.
4. Mejoramiento y evolución, que involucra el manejo de la información resultante de los procesos de auditoría, seguimiento, análisis de gerencia y planes de desarrollo y evolución del sistema.

Artículo 29. Bitácora de actividades diarias de medición. El Operador deberá implementar una bitácora digital y/o física de control de ejecución y seguimiento a las actividades diarias de control, auditorías, calibraciones, capacitaciones, verificaciones entre otras, relacionadas con la medición oficial de fiscalización y de producción en boca de pozo.

Artículo 30. Manuales de medición y determinación de calidad. El Operador deberá realizar sus operaciones de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos de acuerdo con una serie de procedimientos, instructivos y formatos que deberán estar claramente establecidos, documentados y consignados en un Manual, redactado en idioma castellano, el cual desarrollará el siguiente contenido mínimo:

1. Descripción de los sistemas de medición oficial de fiscalización y de los sistemas de medición de asignación o estimación a prorrata de la producción por pozo, incluyendo el gráfico del sistema y sus puntos de medición aprobados, modelos de medición, factores, sus procesos de cálculo, y sus sistemas de validación y reconciliación aguas abajo.
2. Descripción de las ecuaciones de balance volumétrico y másico de petróleo líquido, agua y gas, de las facilidades y del campo, destacando los consumos, pérdidas estimadas, reinyecciones y las quemas de gas, los equipos para su determinación y cuantificación. Esta descripción debe

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

elaborarse por separado, para cada uno de las etapas de producción: i) Pruebas Iniciales; ii) Pruebas Extensas y iii) Explotación Comercial.

3. Procedimientos para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos a partir de las normas técnicas exigidas, determinación efectiva de los volúmenes recuperados y diligenciamiento de los formularios, cuadros y formas exigidas por la Autoridad de Fiscalización.
4. Criterios, procedimientos y manejo de resultados, para la determinación de las incertidumbres de los sistemas de medición disponibles.
5. Descripción de la bitácora y de las demás herramientas electrónicas y/o físicas de gestión de los sistemas de medición.
6. Procedimientos de calibración y verificación de instrumentos de medición, de acuerdo con las normas técnicas incorporadas aplicables.
7. Características de calidad para el hidrocarburo producido y llevado al sistema de medición oficial.
8. Gestión de mejoramiento a partir de indicadores, de auditorías, Comité de Medición, y, de revisión gerencial, entre otros.

Artículo 31. Obligación de preservar la integridad de los equipos. Los sistemas de medición deberán disponer de los dispositivos, procedimientos y protocolos de contingencia que garanticen la integridad, confiabilidad y seguridad de información. Así mismo la Autoridad de Fiscalización podrá exigir la instalación de dispositivos adicionales que prevengan la alteración de los sistemas de medición.

Artículo 32. Calibración de equipos medición. Los equipos de medición deberán estar asegurados metrológicamente, para lo cual el Operador establecerá un cronograma de mantenimiento, verificación, ajuste y/o calibración respecto a un patrón o probador adecuado, de acuerdo con las frecuencias mínimas que se establecen en la Tabla 2.

Parágrafo 1. Toda operación de aforo y reaforo de tanques autorizados como punto de medición oficial, así como de calibración de probadores de sistemas de medición dinámica deberá ser informada a la Autoridad de Fiscalización por lo menos con siete (7) días de antelación a la fecha de ejecución de los trabajos.

Parágrafo 2. Los instrumentos de los sistemas de medición oficial de fiscalización y de transferencia de custodia deberán estar asegurados metrológicamente. Los patrones usados deberán tener trazabilidad respecto a patrones certificados por el Instituto de Nacional de Metrología, por la Superintendencia de Industria y Comercio o por un organismo internacional equivalente de metrología, o un laboratorio de metrología debidamente acreditado cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025.

Artículo 33. Programas de administración metrológica. El Operador deberá implementar un programa de administración metrológica que incluya entre otras, el mantenimiento curvas de control, límites de repetibilidad y de aceptación.

Continuación de la Resolución "Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado"

Tabla 2. Frecuencias mínimas de calibración y verificación de equipos de medición

Aplicación	Tipo de medidor	Método de calibración						Frecuencia sugerida de calibración
		Gravimétrico	Volumétrico			Otros patrones	Material de Referencia	
			Probador desplaza -miento	Medidor maestro	Tanque probador			
Crudo y condensado (asignación)	PD / Turbinas	A	A	A	A	N/A	N/A	Trimestral
	Vortex / Coriolis	A	A	A	A	N/A	N/A	Trimestral
	Placa de Orificio	A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Trimestral
Gas (asignación, separador, uso diferente a ventas)	Vortex / Coriolis	A	A	A	A	N/A	N/A	Trimestral
	Placa de Orificio	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	Trimestral
Medición de Gas condiciones RUT	Coriolis	A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	De acuerdo con lo establecido por el RUT
	Ultrasónico	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	
	Turbinas	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	
	Rotativos	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	
Medición de Gas comercializable no procesado	Placa de Orificio	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Coriolis	A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	Máximo cada seis años
	Ultrasónico	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	Máximo cada tres años
	Turbinas	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	
Crudo y condensado (medición oficial)	Rotativos	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Placa de Orificio	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	
	PD / Turbinas		A	A	A	N/A	N/A	
	Vortex / Coriolis	A	A	A	A	N/A	N/A	
Agua	Ultrasónico		A	A	A	N/A	N/A	Mensual
	PD / Turbinas		A	A	A	N/A	N/A	Anual
	Vortex / Coriolis	A	A	A	A	N/A	N/A	Anual
	Magnéticos		A	A	A	N/A	N/A	Anual
	Ultrasónico		A	A	A	N/A	N/A	Anual
Presión	Placa de Orificio	A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	Anual
	Transmisor / Transductor	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	Mensual hasta Semestral*
Temperatura	Transmisor / Transductor	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	**
Calidad de gas	Cromatógrafo	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	A	De acuerdo con lo establecido por el RUT
Computador de flujo	Hidrocarburos Líquidos	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	Mensual hasta Semestral*
	Hidrocarburos Gaseosos	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	

A = Método aceptable; N/A = No Aplica

* Dependerá del desempeño metrológico del instrumento

** Para gas natural, en conformidad con lo establecido por el RUT

Continuación de la Resolución “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”

TÍTULO 7 Incertidumbre en la medición de hidrocarburos

Artículo 34. Estimación de la incertidumbre. La incertidumbre de medición se estimará mediante aplicación de la versión actualizada de la Guía OIML JCGM_100_2008 "Evaluación de datos de medición - Guía para la expresión de la incertidumbre en la medición" ("Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement"), o aquellas que las actualicen, modifiquen o sustituyan.

Artículo 35. Niveles de incertidumbre aceptados. La capacidad de medición en el punto de medición oficial, expresada en términos de incertidumbre, no podrá ser mayor a 0,5% para medición estática de petróleo y condensados, o a 0,3% para medición dinámica.

El nivel de incertidumbre de medida de los hidrocarburos gaseosos comercializables de gas procesado deberá cumplir con los lineamientos dados por el RUT. Para la medición del gas comercializable no procesado, así como el gas con propósitos de uso como levantamiento artificial o inyección, consumo en las operaciones, generación de energía o quema, los niveles de incertidumbre no podrán ser mayores al 5%.

TÍTULO 8 Verificación del estado del sistema de medición

Artículo 36. Verificaciones. La Autoridad de Fiscalización, directamente o por medio de un Tercero Especializado, realizará auditorías periódicas a los Puntos de Medición Oficial para verificar el cumplimiento de los requisitos dados en esta Resolución. Los hallazgos encontrados en las auditorías deben generar un plan de acción por parte del Operador, cuyo seguimiento y control estará a carga de la autoridad competente.

TÍTULO 9 Disposiciones Finales

Artículo 37. Transición. Las disposiciones contenidas en la presente resolución se aplicarán teniendo en cuenta el siguiente régimen de transición:

1. Los Sistemas de Medición que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución cuenten con algún concepto de aprobación o autorización por parte de la Autoridad de Fiscalización para el desarrollo de una prueba extensa o la explotación comercial de un yacimiento, o los que hayan sido puestos a consideración de esta a través de comunicación escrita antes de la fecha señalada, contarán con un término de dos (2) años para ajustarse a las disposiciones de la presente resolución.
2. Los Sistemas de Medición que se diseñen y pongan en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización para operación con posterioridad a la fecha de

Continuación de la Resolución *“Por la cual se reglamenta la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado”*

publicación de la presente resolución, deberán cumplir desde su inicio con los requerimientos y estándares señalados en la presente resolución.

Artículo 38. Vigencia y Derogatorias. Exceptuando las condiciones del régimen de transición, la presente resolución rige a partir de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., a los ____ días del mes de _____ de _____

Ministro de Minas y Energía