

República de Colombia



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RESOLUCIÓN NÚMERO

DE

()

Por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y 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 ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por el Artículo 2 del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012 y el Artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con numeral 8° del Artículo 2 del Decreto 381 del 16 de febrero 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 se entiende por fiscalización 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 del 26 de mayo de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, prevé que: "*Dentro del término de doce (12) meses contados a partir del 28 de agosto de 2014, el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con sus competencias, revisará, ajustará y/o expedirá las normas técnicas y procedimientos que en materia de*

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

exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera (en aguas someras, profundas y ultra-profundas), deberán observar los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) 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 del 2 de septiembre de 2009, el Ministerio de Minas y Energía estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en el país.

Que el Artículo 41 de la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009, modificado por el Artículo 7 de la Resolución 4 0048 del 16 de enero 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 del Convenio No. 40 del 8 de marzo de 2013 suscrito con el Ministerio de Minas y Energía, y específicamente frente a la obligación adquirida en cuanto a *“Adelantar, sujeto a la disponibilidad de recursos, la contratación de los servicios de apoyo que requiera EL MINISTERIO para actualizar o expedir, de ser necesario, los reglamentos técnicos requeridos para el ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, entre otros, los ordenados en el Artículo 13 de la Ley 1530 de 2012”*, 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 8º del Artículo 8º de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía del **XX al XX de agosto de 2015** 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 éstos no esté de acuerdo 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 mediante **oficio XXXX**, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el **XX de XX de XXXX** con el número **XXXXXXXXXX**, la Dirección de Regulación del Ministerio de Comercio Industria y Turismo emitió el concepto de que trata el Decreto 1844 del 29 de agosto de 2013, señalando que: *“...XXXX”*.

Que sometido el Proyecto de Resolución al concepto de que trata el Artículo 7º de la Ley 1340 del 24 de julio de 2009, reglamentado por el Decreto 2897 de 5 de agosto de 2010, mediante oficio **XXXX** del **XX de XX de XXXX**, radicado en el Ministerio de Minas y Energía el **XX de XX de XXXX** con el número **XXXXXXXXXX**, 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:

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

TITULO I DISPOSICIONES PRELIMINARES

Artículo 1. Objeto. El presente reglamento técnico tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que deben cumplir los Operadores para la medición y determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos producidos 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 y determinación del volumen y calidad de hidrocarburos recuperados en 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:

3.1 Siglas

AGA: "American Gas Association", "Asociación Americana de Gas".

ANSI: "American National Standards Institute", "Instituto Nacional Americano de Estándares".

API MPMS: "API Manual of Petroleum Measurement Standards", "Manual de Normas de Medición de Petróleos del Instituto Americano del Petróleo".

ASTM: "American Society for Testing and Materials", "Sociedad Americana para Pruebas y Materiales".

BPD: Barriles de petróleo por día

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

KPCD: Miles de pies cúbicos por día

OIML: Organización Internacional de Metrología Legal.

ONAC: Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

NTC: Norma Técnica Colombiana.

3.2 Definiciones

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.

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.

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

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.

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.

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.

Fiscalización: De conformidad con el Artículo 13 de la Ley 1530/2012, 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.

Gas Natural Fiscalizado: Volumen de gas natural medido en el Punto de Medición Oficial que cumple con las especificaciones de calidad para ser comercializado, de conformidad con las disposiciones que establezca la autoridad competente correspondiente.

GOR:(R.G.P.) Relación Gas Petróleo: Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones estándar en unidades de Pie cúbico estándar/Barriles netos.

Medición 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.

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.

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 prorrato, según estipulaciones de este reglamento.

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.

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

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

explotación de campos descubiertos no desarrollados o campos inactivos o de cualquier otra naturaleza con ECOPEPETROL S.A.

Precisión: Se refiere al nivel de dispersión o cercanía relativa de los valores obtenidos mediante mediciones repetidas de una determinada magnitud, de un objeto o sistema determinado, bajo condiciones estables y constantes.

Procedimiento para la evaluación de la conformidad: Todo procedimiento usado directa o indirectamente para determinar que se cumplen los requisitos o prescripciones de los Reglamentos Técnicos y Normas Técnicas, de conformidad con la Resolución 03742 de 2001 expedida por la Superintendencia de Industria y Comercio y el título V del Decreto 1471 de 2014.

Punto 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, su composición y su contenido de sedimentos y agua, mediante sistemas de medición ubicados a la salida del separador de las fases de hidrocarburos producidos.

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.

Puntos de Medición Oficial, de Transferencia y Custodia: Puntos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía para la medición y entrega oficial de los hidrocarburos producidos.

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.

Resultado de Medición: Valor de cantidad o calidad junto con cualquier otra información relevante disponible, que se atribuye a una variable que se midió a través de un proceso de medición.

Sistema de Medición de Hidrocarburos: Es un conjunto de equipos e instrumentos de medición de volumen y calidad de hidrocarburos, agua y sedimentos, dispositivos de medición de temperatura, presión, nivel, dispositivos de control electrónico, sensores, actuadores, bombas, accesorios de tuberías, muestreadores, entre otros, que intervienen en la determinación del volumen y la calidad de los hidrocarburos producidos, conforme al método de medición estático o dinámico establecido en este reglamento, y que cuenta con los certificados de calibración vigentes y cumple con los niveles de incertidumbre exigidos en el mismo.

S&W: Cantidad de agua y sedimentos suspendidos en los hidrocarburos producidos.

TCV: “Total Calculated Volume”: Volumen total de hidrocarburos calculado en un tanque de almacenamiento, en un lote de petróleo entregado o recibido, que incluye el petróleo líquido, el volumen de agua libre, el contenido de agua y sedimentos en suspensión, valores corregidos a 60 grados °F, con el factor apropiado de volumen por temperatura y el factor de presión que corresponda, para expresar los volúmenes a 14,73 Psia.

Trazabilidad: Propiedad de un resultado de medición, en virtud de la cual la incertidumbre del resultado depende de las contribuciones individuales de incertidumbre de cada una de las variables intervinientes, obtenidas tales incertidumbres a través de una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones.

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

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.

Verificación: Obtención de evidencia objetiva de un determinado equipo, instrumento, procedimiento, proceso o sistema, que satisface requerimientos previamente especificados.

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.

TITULO II.

REQUISITOS DE MEDICIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS

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

4.1 Contar con las facilidades de superficie para separar los fluidos provenientes de cada pozo productor, en corrientes individuales de hidrocarburos líquidos e hidrocarburos gaseosos.

4.2 Contar con al menos un Sistema de Medición de volumen y calidad de hidrocarburos por campo, que cumpla con los requisitos establecidos en el presente reglamento.

4.3 Elaborar y aplicar un Manual de Medición de volumen y calidad de hidrocarburos para los Sistemas de Medición que opere, que incluya los procedimientos escritos y cronogramas de calibración, inspección y mantenimiento de los instrumentos y equipos que hacen parte del sistema, disponibles para verificación de la Autoridad de Fiscalización.

4.4 Mantener los equipos e instrumentos del Sistema de Medición de volumen y calidad de hidrocarburos de cada campo debidamente calibrados y certificados 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.

4.5 Mantener debidamente aforados todos los tanques utilizados como Puntos de Medición Oficial y que estos sean aforados por compañías acreditadas por el ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025 o quien haga las veces, disponibles para verificación por parte de la Autoridad de Fiscalización, conforme lo establecido por la normatividad API vigente aplicable.

4.6 Contar con los Certificados de Conformidad de producto de los equipos e instrumentos que hacen parte del Sistema de Medición de volumen y calidad de hidrocarburos de cada campo.

4.7 Llevar en una bitácora 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

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

medición y laboratorio, auditorías, reuniones de revisión gerencial y de gestión de no conformidades y auditorías, entre otras actividades.

4.8 Nombrar un ejecutivo líder o responsable de la gestión volumétrica y de medición, responsable ante la Autoridad de Fiscalización.

4.9 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.

Artículo 5. Requisitos Técnicos de Facilidades y Sistemas de Medición de Hidrocarburos.

5.1 En Pruebas Iniciales

Con el objetivo de adelantar un programa de Pruebas Iniciales, cuyos requisitos están establecidos en la Resolución 18 1495 de 2009 o aquella que la modifique, sustituya o complemente, el Operador deberá disponer como mínimo de los equipos indicados a continuación:

5.1.1 Sistemas de separación y medición estática o dinámica, instalados en forma transitoria durante la prueba, para la medición en forma separada de los fluidos líquidos y gaseosos, luego de un proceso de separación física.

5.1.2 Sistemas de Medición Multifásica. Alternativamente, se podrán utilizar Sistemas de Medición Multifásica, previamente aprobados por la Autoridad de Fiscalización.

5.1.3 Tanques de almacenamiento para medición oficial. Se podrán utilizar para medición de los hidrocarburos producidos, tanques debidamente aforados, observando el cumplimiento de los siguientes requisitos:

5.1.3.1 Ser construidos e instalados de acuerdo con las disposiciones contenidas en los artículos 11 y 12 de la norma técnica obligatoria API STD 650.

5.1.3.2 Contar con los accesorios y dispositivos de seguridad, protección catódica, conexión a tierra, válvula de control de venteo, cajas de drenajes y recolección de goteos menores, compuertas de acceso al tanque, boquillas de entrada para operaciones de medición y muestreo manual, líneas de entrada y salida que eviten caídas libres y salpicaduras de líquido, entre otros.

5.1.3.3 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.

5.1.3.4 Llevar a cabo el proceso de calibración y aforo de los tanques cilíndricos verticales por organismos especializados, debidamente acreditados por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025, utilizando cualquiera de los métodos o procedimientos de calibración y aforo contenidos en las normas técnicas API MPMS Capítulo 2, así:

- a) Sección 2.A. Primera edición febrero 1995, Método de medición con cinta o strapping,
- b) Sección 2.B. Primera edición marzo 1995, Método de la línea de referencia óptima
- c) Sección 2.C. Primera edición enero de 2002 reafirmada abril 2013. Método de triangulación óptica.

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

- d) Sección 2.D. Primera edición agosto de 2003, refirmada marzo de 2014. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).
- e) Sección 2.E. primera edición abril de 2004, refirmada agosto 2014. Método Manual
- f) Estándar API 2555 Calibración líquida de Tanque, primera edición septiembre 1966 Reafirmada mayo 2014
- g) Estándar API 2554 Medición y Calibración de Carrotanque, primera edición octubre 1966 Reafirmada septiembre 2012

5.1.3.5 El proceso de aforo y el procedimiento de elaboración de la tabla de aforo, debe cumplir con los siguientes cálculos y correcciones:

- a) Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo, o las mediciones que corresponda mediante dispositivos telemétricos aceptables.
- b) Medición de las alturas de cada anillo y de sus espesores de lámina
- c) 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.
- d) Corrección por calibración de la cinta de trabajo a la cinta master
- e) Corrección por el espesor de la cinta
- f) Corrección por temperatura de la cinta
- g) Corrección por el espesor de lámina del tanque
- h) Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.
- i) Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods)
- j) Determinación del peso del techo y de la altura de los soportes
- k) Gravedad API del producto a almacenar
- l) Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido y por anillo
- m) Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress)
- n) Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura base de 60°F.
- o) Corrección por inclinación del tanque (Tilt)
- p) Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque
- q) Cálculo del incremento efectivo por anillo
- r) Estimación de la incertidumbre del aforo
- s) Generación de la tabla por cada anillo a partir del incremento efectivo
- t) Generación de la tabla del fondo

5.1.3.6 El proceso de calibración y aforo de los tanques cilíndricos horizontales se deberá realizar por organismos especializados, debidamente acreditados por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025, utilizando el procedimiento señalado en la norma técnica API MPMS Capítulo 2, así:

- a) Sección 2E. Tercera edición abril 2012. Método manual o strapping
- b) Sección 2F. Tercera edición abril 2012. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).

5.1.3.7 El procedimiento de elaboración de la tabla de aforo, deberá contemplar los siguientes cálculos y correcciones:

- a) Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo, o las mediciones que corresponda utilizando los dispositivos telemétricos aceptables.
- b) Medición de las longitudes de cada anillo y de sus espesores de lámina

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

- c) 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.
- d) Medición de la pendiente del tanque respecto del plano horizontal
- e) Corrección por calibración de la cinta de trabajo a la cinta master
- f) Corrección por el espesor de la cinta
- g) Corrección por temperatura de la cinta
- h) Corrección por el espesor de lámina del tanque
- i) Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.
- j) Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods)
- k) Gravedad API del producto a almacenar
- l) Presión de trabajo del tanque
- m) Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido
- n) Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress)
- o) Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura base de 60°F.
- p) Corrección por inclinación del tanque respecto del plano horizontal
- q) Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque
- r) Cálculo de la incertidumbre del aforo
- s) 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).

5.1.3.8. Aprobación de las tablas de aforo. Las tablas de aforo de los tanques de almacenamiento que se presenten para aprobación, deberán entregarse a la Autoridad de Fiscalización, dirigidas y firmadas por los Operadores y la empresa que realiza el aforo, junto con las memorias de cálculo respectivas. La tabla de aforo deberá presentarse en forma física y en formato electrónico editable, en unidades de barriles americanos con dos cifras decimales a la temperatura base de 60°F, y el respectivo nivel de líquido en milímetros.

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

5.1.3.10 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.

5.1.3.11 Recalibración de tanques. El proceso de recalibración 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.

5.1.3.12 Inspección de tanques. Todos los tanques aprobados como Puntos de Medición Oficial deberán inspeccionarse cada cinco (5) años para verificar los límites fijados en la Tabla 1. 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:

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

diámetro interno, espesores de lámina, altura de los anillos, inclinación del tanque y altura de referencia.

5.1.3.13 Parámetros límite para recalibración de tanques

- a) Los tanques de medición aprobados como Punto de Medición Oficial deberán ser recalibrados cuando éstos observen variaciones en los diámetros internos de la circunferencia del fondo, superiores a las establecidas en la Tabla 1, para las variaciones en los volúmenes netos de hidrocarburos producidos, presentados en la misma tabla.
- b) Los tanques de medición aprobados como Puntos de Medición Oficial deberán ser recalibrados cuando se presenten variaciones en el espesor de las láminas del anillo inferior, superiores a las establecidas en la Tabla 1, para los diámetros nominales referidos en la misma tabla.
- c) Los tanques de medición aprobados como Puntos de Medición Oficial deberán ser recalibrados cuando la variación del volumen medido final comparado con el volumen medido inicial supere el 0.024% debido a la inclinación, conforme a lo establecido en la Tabla 1.

5.1.4 Tanques de almacenamiento de construcción diferente. Se podrán utilizar igualmente para medición de los hidrocarburos producidos, tanques debidamente aforados, entre los que se podrán autorizar para esta etapa, el tipo de tanque denominado “Gun barrel”, o el tipo de tanque denominado “Frac Tank”.

5.1.5 Servicios o equipos para toma de muestras.

5.1.6 Línea de tea de gas, para quema al aire de los volúmenes de gas autorizados por la Autoridad de Fiscalización.

5.1.7 Laboratorio de ensayos de crudo, agua y gas que cuente con los equipos de ensayo debidamente calibrados, necesarios para la realización de las pruebas de calidad de los fluidos de producción, referidos a continuación:

5.1.7.1 Medición de la Gravedad API

- a) Hidrómetro de vidrio, graduado en unidades de gravedad API, densidad o densidad relativa, bajo el procedimiento establecido en cualquiera de las Norma ASTM E-100/D-287/D-1298/D-6822, API MPMS 9). Opcionalmente, se podrá usar un densímetro para la determinación del parámetro referido.
- b) Termómetro, que cumpla con todos los requerimientos de la Norma ASTM D-1298 y ASTM E-1., que tenga rango norma ASTM y cumpla con la norma ASTM E-1.

5.1.7.2 Determinación del Contenido de agua

- a) Titulación Potenciométrica con Reactivo Karl Fisher, para determinación de la cantidad de agua, considerando un rango del 0 al 2% en crudo, que a su vez contiene menos de 500 ppm de azufre como mercaptanos, sulfuros, o, ambos. La aplicación de este procedimiento deber realizarse en cumplimiento de la norma ASTM D 4377, o, la norma API MPMS 10.

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

Tabla 1. Parámetros límite para recalibración de tanques

Variaciones de los diámetros internos de la circunferencia del fondo

Variación aproximada en % de volumen	Diámetro nominal del tanque, pies					
	50	100	150	200	250	300
	Variación tolerable en el diámetro, mm ^a					
0,01-0,02	3	4	4	5	6	7
0,02-0,03	4	5	7	9	10	12
0,03-0,04	4	7	10	12	15	18
0,04-0,05	5	9	12	17	20	24
0,05-0,06	6	10	15	20	25	30

^a Variación para un esfuerzo por cabeza de líquido de "cero" al interior del tanque

Espesor de lámina del anillo del fondo	
Diámetro nominal, pies	Espesor de lámina, Variación en mm ^a
50-300	1,5-3

^a Promedio de las Mediciones tomadas en 8 puntos a lo largo de la circunferencia del anillo del fondo.

Corrección de volumen por inclinación del tanque

Inclinación, pies/100 pies	Factor de Corrección de volumen, %	Comentarios
1,6	0,013	* Calcule la variación de volumen con base en la inclinación inicial y final
1,8	0,016	* La máxima variación aceptable del volumen es de 0,024%
2,0	0,020	
2,2	0,022	
2,4	0,024	* Toda variación de 0,05% debido a inclinación se considera significativa y por lo tanto amerita recalibración
2,6	0,026	

- b) En reemplazo del equipo de titulación con reactivo Karl Fisher, puede usarse el equipo para determinación del contenido de agua mediante destilación, conforme a lo establecido en la norma ASTM D-4006.
- c) Se autoriza de igual manera en pruebas iniciales la utilización de la Centrifuga en reemplazo del Karl Fisher, para determinación del contenido de agua y sedimentos por centrifugación (% BSW), mediante aplicación del procedimiento establecido en la norma ASTM D-4007, en los casos en que el porcentaje de agua producida esté entre el 1 y 3%. El uso de la centrifuga requiere también del uso de pipeta volumétrica, tubos de centrifuga y Baño María.
- d) De igual manera se autoriza equipo de Destilación en los casos en que el porcentaje de agua sea superior al 3%, tal como lo señala la norma ASTM D-4006.

5.1.7.3 Determinación del contenido de sedimento por extracción.

Equipo requerido de acuerdo con el método ASTM D-473, que permite la determinación de sedimento en crudo, por extracción con tolueno.

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

5.1.7.4 Viscosidad

- a) Viscosímetro, para determinación de la viscosidad cinemática del crudo, de conformidad con la norma ASTM-D 445.

5.1.7.5 Contenido de Sal

- a) Salinómetro, para determinar contenido de sal en crudos, en unidades de concentración en libras de NaCl por 1000 barriles de crudo, de conformidad con la norma ASTM D 3230.

5.1.7.6 Contenido de Azufre

- a) El equipo para determinación del contenido de Azufre debe permitir la medición de azufre en crudo, en rango de concentración desde 0.05% hasta 5% en masa, de conformidad con la norma ASTM D-4294.

5.1.7.7 Temperatura del fluido

- a) La temperatura del fluido debe ser medida con Termómetro, que cumpla con los requerimientos de las Normas ASTM-1298 y ASTM E-1

Parágrafo. La incertidumbre del sistema deberá observar los límites fijados en el Artículo 23 de este reglamento para la medición de asignación o estimación a prorrata, y para la medición oficial.

5.2 En Pruebas Extensas

Los equipos de separación de fases y de medición dispuestos para la Prueba Extensa podrán ser transitorios o fijos, y deberán, en cualquier caso, cumplir con los requisitos de incertidumbre para la medición que establece el Artículo 23 de este reglamento según los niveles de producción obtenidos en la Prueba Inicial y los requisitos señalados en la norma técnica incorporada API MPMS, Capítulo 13 o mediante aplicación de la guía OIML JCGM_100_2008.

Para el desarrollo de las Pruebas Extensas, el Operador deberá disponer como mínimo de los equipos indicados a continuación:

5.2.1 Facilidades para hidrocarburos líquidos y gaseosos

Como mínimo se debe contar con los equipos mencionados a continuación para hidrocarburos líquidos y gaseosos, en desarrollo de las Pruebas Extensas:

5.2.1.1 Sistema de separación de fases conformado por:

- a) Un tren de separación de fases conformado por uno o varios separadores de dos o tres etapas, que reciban los fluidos que provienen de los pozos productores y los separen en una corriente de gas y otra de fluidos líquidos de hidrocarburos y agua.
- b) El Operador deberá seleccionar el número y clase de separadores que requiere para la operación de separación de los fluidos producidos.
- c) Sistemas de medición dinámica o estática de asignación, para cada una de las corrientes que maneja el tren de separación, o sistema de estimación a prorrata de los volúmenes de tales corrientes, o sistemas de medición multifásica aprobados por la Autoridad de Fiscalización, aguas arriba del tren de separación.

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

5.2.1.2 Facilidades de compresión en campos productores de gas conformadas por:

- a) Compresores y planta de tratamiento, en los casos que se prevea obtener subproductos blancos tales como gasolinas, GLP, propanos, butanos y otros subproductos del gas producido
- b) Medidores en los Puntos de Medición Oficial aprobados, y adicionalmente, medidores de volumen de las corrientes de gas que se comercializa, se consume en operaciones, se reinyecta, se quema y/o se transfiera a otros campos, para lo cual se puede utilizar cualquiera de los medidores referidos en la Tabla 6, numeral 21.4.1 del presente reglamento.
- c) Línea de tea de gas, para quema de los volúmenes de gas al aire, autorizados por la Autoridad de Fiscalización.

5.2.1.3 Facilidades de tratamiento y medición de hidrocarburos líquidos conformadas por:

- a) Tanques o vasijas de tratamiento, sistemas de inyección de agentes químicos, tanques de floculación y coalescencia, entre otros, a través de los cuales se reduce el contenido de agua y sedimentos disueltos o en emulsión en el hidrocarburo, hasta las condiciones de crudo de fiscalización definidas en el Artículo 8 del presente reglamento.
- b) Tanques de almacenamiento para medición oficial del Crudo Fiscalizado y Sistemas de Medición dinámica para las entregas en línea del Crudo Fiscalizado.

5.2.1.4 Facilidades de tratamiento y medición de gas: Dependiendo del volumen y calidad de la corriente de gas producido, el Operador debe incluir en sus facilidades de producción, los siguientes sistemas y equipos de tratamiento, previo a la fiscalización del gas:

- a) Equipos o plantas de remoción de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.
- b) Equipos o plantas de deshidratación o de remoción de agua
- c) Equipos de remoción de propano, butano y demás hidrocarburos condensables.
- d) Equipos de medición dinámica de volumen y de determinación en línea de la calidad y composición del gas, en cada una de las corrientes de entrada y salida a las plantas de procesamiento de gas. Debe utilizarse alguna de las tecnologías referidas en la Tabla No. 6, numeral 21.4.1 del presente reglamento.

5.2.1.5 Facilidades de tratamiento y medición de aguas de producción conformadas por:

- a) Separadores de fases por gravedad, tratadores coalescentes e hidrociclones entre otros, que remueven las partículas sólidas, hidrocarburos y otros contaminantes, hasta los niveles determinados por la Autoridad de Fiscalización, para disposición de las aguas en superficie, reinyección al yacimiento productor, consumo, u otros.
- b) Equipos medidores en línea de agua libre separada, sensores de S&W en líneas de fluidos de producción, o tanques de medición de recibo de aguas de producción, entre otros dispositivos, para cuantificación de las aguas de producción.

5.2.1.6 Laboratorio de ensayos de crudo, agua y gas:

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

- a) El laboratorio debe comprender como mínimo el espacio físico, las instalaciones eléctricas, de gas, iluminación, aislamiento, acondicionamiento de aire, extracción de vapores y gases, agua y condiciones ambientales.
- b) El Operador deberá asegurar y documentar que las condiciones ambientales no interfieran o invaliden los resultados, o comprometan la precisión requerida de los mismos.
- c) En igual sentido, deberá asegurar y documentar la estimación de las incertidumbres de ensayo, así como las técnicas estadísticas para el análisis de los datos que arrojan los ensayos y las calibraciones.
- d) El laboratorio debe contar con los equipos e instrumentos requeridos para las pruebas iniciales, indicados en el numeral 5.1.7 del presente reglamento.

5.2.1.7 Otros equipos. Los indicados en los numerales 5.1.3, 5.1.5 y 5.1.6 del presente reglamento.

5.2.2 Prohibiciones

- a) En etapas posteriores a las Pruebas Iniciales no se autorizan como tanques de almacenamiento para medición oficial los tanques de separación o lavado “Gun Barrel”, ni los tanques de almacenamiento “Frac Tank”, ni otros que no estén diseñados bajo norma.
- b) No se autorizan los equipos de determinación del contenido de agua por destilación, ni las centrifugas para determinación del BSW en etapas posteriores a las Pruebas Iniciales.

5.3 En Explotación Comercial

Con el objetivo de realizar la explotación comercial del campo, a partir del Inicio de Explotación, el Operador deberá disponer como mínimo de los equipos que se indican a continuación:

5.3.1 Los establecidos en la Resolución 18 1495 de 2009 o aquella que la modifique o actualice.

5.3.2 Los que fueron aprobados como parte del diseño presentado por el Operador y aprobado por la Autoridad de Fiscalización para el Inicio de Explotación.

5.3.3 Los requeridos para las pruebas extensas comprendidos en los numerales 5.2.1.1 hasta 5.2.1.7 inclusive.

5.3.4 Prohibiciones

5.3.4.1 Las establecidas en el artículo 5.2.2 para Pruebas Extensas.

5.3.4.2 No se autorizan Puntos de Medición Oficial compartidos por diferentes campos; cada campo deberá tener su Sistema de Medición independiente.

5.3.4.3 No se deben mezclar volúmenes de crudo o de gas que pertenecen a campos diferentes, sin que previamente cada volumen sea debidamente fiscalizado o medido oficialmente.

5.4 Personal. El Operador deberá contar con personal competente tanto para la realización de procedimientos de medición y muestreo, como para el manejo de las pruebas de laboratorio, documentando la competencia de las personas encargadas de

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

operar los equipos, realizar los ensayos de los parámetros de calidad del crudo y/o calibraciones requeridas.

5.5 Procedimientos y gestión metrológica. El Operador deberá asegurar y documentar los métodos y procedimientos aplicados para todos los ensayos y calibraciones, incluyendo muestreo, manipulación, transporte, almacenamiento y preparación de los materiales objeto de los ensayos o calibraciones.

En el mismo sentido, deberá asegurar y documentar la estimación de las incertidumbres de ensayo, así como las técnicas estadísticas para el análisis de los datos que arrojan los ensayos y las calibraciones.

5.6. Cumplimiento de normas y reglamentos asociados en Inicio de Explotación. Durante la inspección previa del Inicio de Explotación por parte de la Autoridad de Fiscalización, el Operador deberá señalar el modelo de medición Estática o Dinámica seleccionado para la medición oficial y el procedimiento implementado para el mismo.

5.7. Pruebas de potencial de pozos. Las pruebas de potencial de pozos se deberán realizar mediante separadores y equipos de medición de asignación y estimación a prorrata, que satisfagan los requisitos del Artículo 23 de este reglamento y los requisitos señalados en la norma técnica incorporada API MPMS, Capítulo 13 o mediante la aplicación de la guía OIML JCGM_100_2008.

Artículo 6. Sistema de Medición para dos o más campos

6.1 Sistemas de Medición para dos o más campos. Cuando dos o más campos de producción se sirvan de las mismas instalaciones de desarrollo, deberán incluir Sistemas de Medición independientes por campo que permitan determinar la producción proveniente de cada uno de dichos campos, observando el límite de incertidumbre correspondiente a la medición por asignación.

6.2 Sistema para pruebas de potencial de pozos. Adicional al Sistema de Medición de volumen y calidad de hidrocarburos requerido por cada campo, se deberá contar con el Sistema de Medición requerida para las pruebas de potencial de cada pozo.

6.3. Sistema de medición único de varios medidores. Si un Sistema de Medición dispone de varios medidores para una misma operación, se considera que los medidores forman parte de un mismo y único sistema de Medición.

6.4. Sistema de medición múltiple de varios medidores. Si varios medidores se utilizan para operaciones separadas de medición, compartiendo sólo accesorios y elementos de instrumentación electrónica, se considera que los medidores destinados para cada una de las operaciones constituyen Sistemas de Medición Independientes.

6.5 Diagrama de procesos del sistema de producción, tratamiento y medición oficial. 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.

TITULO III.

REQUISITOS PARA LA MEDICIÓN DE LA CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS

Artículo 7. Determinación del Corte de Agua en Fluidos de Producción. El corte de agua en fluidos de producción se determinará mediante ensayos de campo y de

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

laboratorio, sobre muestras representativas tomada en los puntos de medición oficial, o en “boca de pozo”, de acuerdo con las siguientes normas técnicas incorporadas:

7.1 API MPMS Capítulo 10, Sección 3, Método de centrífuga (Procedimiento de Laboratorio)

7.2 API MPMS Capítulo 10, Sección 4, Método de centrífuga (Procedimiento de campo)

Parágrafo: En fluidos que presenten contenidos de agua inferiores al 2%, el contenido de agua puede determinarse además según las siguientes normas técnicas obligatorias:

1) API MPMS Capítulo 9, secciones 1 y 3 o ASTM D-287, D-1298 para determinación de gravedad API del hidrocarburo líquido.

2) API MPMS Capítulo 10, secciones 1, 2, 7, 8 y 9 para determinación de contenido de agua y sedimentos.

Artículo 8. Determinación de Calidad del Crudo Fiscalizado. Las características de calidad del crudo fiscalizado deben ser determinadas conforme lo establecido en las siguientes normas:

8.1 Gravedad API (Norma ASTM D-287/ D-1298/D-6822, API MPMS 9).

8.2 Contenido de agua por Karl Fischer (ASTM D-4377, API MPMS 10), más contenido de sedimento por extracción (ASTM D-473, API MPMS 10): $\leq 0,50\%$ volumen.

8.3 Contenido de sal (ASTM D-3230): ≤ 50 Libras de sal por mil barriles (PTB).

8.4 Contenido de azufre (ASTM D-4294).

Parágrafo 1. El porcentaje de sedimentos y agua %S&W en los Puntos de Medición Oficial debe ser máximo del 0,5%.

Parágrafo 2. La gravedad API deberá determinarse en los Puntos de Medición o Muestreo Oficial, una vez el valor del porcentaje de S&W sea inferior al 0,5%.

Parágrafo 3. Las características de calidad de los fluidos de producción para propósitos de los balances volumétricos, deberán determinarse a partir de los ensayos señalados en el Artículo 8 de este reglamento.

Parágrafo 4. Los ensayos de calidad se deberán realizar sobre muestras representativas tomadas en los Puntos de Muestreo Oficial, según Norma API MPMS Cap. 8.

Artículo 9. Facilidades de Laboratorio. El Operador deberá disponer de facilidades de laboratorio con área de trabajo, campana de extracción de gases, acondicionamiento de aire, mesas de trabajo, tomas eléctricas, insonorización, y aislamiento de vibraciones, entre otras condiciones, más la respectiva dotación de equipos y materiales, para la realización de los ensayos de calidad que requieren los fluidos de producción y el crudo fiscalizado.

Parágrafo. El laboratorio deberá mantener un programa de aseguramiento metrológico y de mantenimiento de los equipos, patrones y soluciones estándar, y una cartelera para exhibición gráfica de los histogramas que reflejan los resultados de la gestión. Así mismo, contará con el equipo contra-incendio requerido, sistema Fire & Gas, señalizaciones, etc.)

Artículo 10. Cifras significativas y conversión a sistema métrico aplicables a los volúmenes calculados con los modelos. Las cifras significativas con las cuales se

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

deberán reportar los resultados que se obtengan para cada una de las variables de los modelos de medición se indican en la Tabla 2.

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

Tabla 2. Cifras significativas para reporte de resultados de medición

Unidades	# Decimales	Unidades	# Decimales
Litros	..., xxx.0	Densidad, kg/m ³	xxxx.x
Galones	...,xxx.xx	Densidad, kg/litro	x.xxxx
Bariles	...,xxx.xx	Coefficiente de corrección de densidad	x.xxxxx
Metros cúbicos	...,xxx.xxx	Densidad relativa	x.xxxx
Libras	..., xxx.0	S&W%	xx.xxx
Kilogramos	..., xxx.0	CSW	x.xxxxx
Toneladas métricas	...,xxx.xxx	Temperatura °F	xxx.x
API Gravity@ 60°F	xxx.x	Temperatura °C	xxx.x ^a
CTPL	x.xxxxx ^a	Temperatura de lámina (TSh)	xxx.0
Densidad, lb/gal	xx.xxx	CTSh	x.xxxxx

TITULO IV.

REQUISITOS DE REPORTES DE MEDICIÓN Y GERENCIA METROLÓGICA

CAPÍTULO I. REPORTE DE LOS VOLÚMENES DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Artículo 11. Informe Diario de Producción – IDP. Dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia del Reglamento Técnico, la Autoridad de Fiscalización informará a los Operadores sobre los indicadores que deberá reportar, así como los procedimientos o la metodología para su determinación y los periodos en que deberán ser reportados.

Parágrafo. Todos los Operadores, de conformidad con el Artículo 9 de la Resolución 4 0048 de 2015, están obligados a enviar directamente a la Autoridad de Fiscalización, el IDP, que debe incluir los volúmenes producidos por pozo, a condiciones observadas y a condiciones estándar, los factores de corrección utilizados y las características de calidad de los fluidos de producción y de operación que los fundamentan, así como la secuencia de cálculos efectuados para determinar el volumen de fluidos y neto de hidrocarburos producidos, recibidos, almacenados, transferidos o entregados en transferencia de custodia.

CAPITULO II. GERENCIA METROLÓGICA

Artículo 12. Sistemas de Gestión de Calidad de Medición. El Operador deberá implementar durante los seis (6) meses siguientes a la expedición del presente reglamento, un Sistema de Gestión de Calidad de Medición de conformidad con las normas técnicas obligatorias o las normas técnicas de referencia API Spec Q1, ISO 9000 (ISO 10012) u otra equivalente.

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

El Programa de Gestión de Medición que cobijará los insumos, equipos, procedimientos, personal y gestión metrológica, deberá comprender los siguientes procesos:

- 1) Gestión Volumétrica (GS-VL), 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 (GS-TZVL), 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 (GS-KPI), 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 & Evolución (GS-ME), 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 13. Bitácora de Actividades Diarias de Medición. El Operador deberá implementar una bitácora de control de ejecución y seguimiento a las actividades diarias de control, auditorías, calibraciones, capacitaciones, verificaciones entre otras, relacionadas con la medición oficial y de producción en boca de pozo.

Artículo 14. Gerente de Medición. El Operador deberá designar un representante de la Gerencia a cargo de la responsabilidad de las actividades de medición, quien presentará a la Autoridad de Fiscalización certificación periódica de cumplimiento de las obligaciones y compromisos del presente reglamento técnico.

Artículo 15. Manual de Medición. El Operador deberá realizar sus operaciones de medición de la producción de hidrocarburos de acuerdo con un Manual de Medición, redactado en idioma castellano, el cual desarrollará el siguiente contenido mínimo:

- 1) Descripción de los sistemas de medición oficial 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 y procedimientos para determinación del contenido de agua a través de la cadena de tratamiento de los fluidos producidos. Esta descripción debe elaborarse por separado, para cada uno de las etapas de producción: i) Pruebas Iniciales; ii) Pruebas Extensas; iii) Inicio de explotación, y iv) Desarrollo.
- 3) Procedimientos para la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos a partir de las normas técnicas incorporadas, determinación efectiva de los volúmenes producidos y diligenciamiento a partir de los resultados obtenidos, de los formularios, cuadros y formatos de 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 de gestión de los sistemas de medición.
- 6) Estructura de gestión y de jerarquía de los ejecutivos líderes o responsables de la gestión volumétrica y de medición.
- 7) Procedimientos de calibración y verificación de instrumentos de medición, de acuerdo con las normas técnicas incorporadas aplicables.

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

- 8) Especificaciones mínimas de calidad para el hidrocarburo producido y llevado al sistema de medición oficial.
- 9) Mecanismos de compensación de calidad por las mezclas de hidrocarburos de diferentes calidades.
- 10) Gestión de mejoramiento a partir de Indicadores, de auditorías, Comité de Medición, y, de revisión gerencial, entre otros.

Artículo 16. Comité de Medición del Sector. Dentro de los seis (6) meses posteriores a la publicación del presente reglamento, El Ministerio de Minas y Energía reglamentará la composición y funcionamiento del Comité, que será un Cuerpo Asesor o Consultor del Ministerio de Minas y Energía y de la Autoridad de Fiscalización en materia de medición.

Artículo 17. 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, de conformidad con las normas técnicas de obligatorio cumplimiento. Así mismo la Autoridad de Fiscalización podrá exigir la instalación de dispositivos adicionales que prevengan la alteración de los equipos y sistemas de medición.

Artículo 18. Calibración de Equipos Medición. Los equipos de medición se deberán mantener correctamente calibrados, para lo cual el Operador establecerá un cronograma de verificación y calibración respecto a un patrón o probador adecuado, de acuerdo con las frecuencias mínimas que se establecen en la Tabla 3.

Parágrafo 1. Los trabajos de campo para la calibración inicial, periódica o contingente, tanto de los tanques de almacenamiento, como del patrón o probador para sistemas de medición dinámica, se deberán llevar a cabo en presencia de un representante de la Autoridad de Fiscalización, quien firmará el acta de ejecución respectiva.

Parágrafo 2. Los instrumentos de medida deberán estar calibrados y contar con la 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 por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025.

Tabla 3. Frecuencias mínimas de calibración y verificación de equipos de medición

Aplicación	Tipo de medidor	Método de calibración					Frecuencia de calibración
		Probador de tubos o compacto	Medidor maestro	Tanque probador	Probador en fábrica	Calibrador del Transmisor	
Crudo y condensado (Medidor de asignación o medidor en la batería)	PD/ Turbinas	A	A	A		N/A	Trimestral
	Vortex/Coriolis	A	A	A	A	N/A	Trimestral
	Diferencial	N/A	N/A	N/A	N/A	A	Trimestral
Crudo y condensado	PD/ Turbinas	A	A	A	A	N/A	Trimestral
	Gas de entrada a planta o separador	Vortex/Coriolis	A	A	A	A	N/A
	Presión diferencial	N/A	N/A	N/A	N/A	A	Trimestral
Crudo fiscalizado en punto de medición oficial	PD/ Turbinas	A	A	A	N/A	N/A	Mensual
	Coriolis	A	A	A	N/A	N/A	Mensual
	Ultrasónicos	A	A	A	N/A	N/A	Mensual
Agua	PD/ Turbinas	A	A	A	A	N/A	Anual
	Vortex/Coriolis	A	A	A	A	N/A	Anual
	Magnéticos/						
	Ultrasónicos						
Presión diferencial	N/A	N/A	N/A	N/A	A	Anual	

A= Método aceptable; N/A= no aplicable

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

Artículo 19. 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 y la realización de pruebas interlaboratorios, entre otros.

Artículo 20. Muestreo y Análisis para Determinación de las Propiedades del Hidrocarburo. El Operador deberá obtener muestras representativas del petróleo y gas en los Puntos Oficiales de Medición o Muestreo para ensayos de calidad y con propósitos de reportar los resultados en las declaraciones de producción. El muestreo se deberá llevar a cabo de conformidad con los procedimientos contenidos en las normas técnicas obligatorias aplicables.

TITULO V.

REQUISITOS DE LOS MODELOS DE MEDICIÓN

Artículo 21. Modelos de Medición. Adóptese el Modelo de Medición Estática referido en el numeral 21.1 del presente reglamento para la determinación del volumen de hidrocarburos líquidos y agua contenidos en un tanque de almacenamiento.

21.1. Modelo de Medición Estática para hidrocarburos líquidos y agua.

21.1.1 Volumen Neto Estándar de hidrocarburos líquidos “NSV”. El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar obtenido luego de descontar el contenido de agua y de sedimentos suspendidos en el hidrocarburo, deberá ser calculado mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones, de conformidad con lo establecido en la Norma API 12.1.1

$$NSV = GSV \times CSW \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$GSV = GOV \times CTL \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$GOV = \{(TOV - FW) \times CTSh\} \pm FRA \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$CSW = (100 - S\&W\%)/100 \quad (\text{Ecuación 4})$$

Reemplazando las ecuaciones 2, 3 y 4 en la ecuación 1, se obtiene la ecuación 5, cuya aplicación permite calcular el Volumen Neto Estándar de hidrocarburos líquidos, NSV, así:

$$NSV = GSV \times CSW$$

$$NSV = GOV \times CTL \times (100 - S\&W\%)/100$$

$$NSV = \{(TOV - FW) \times CTSh\} \pm FRA \times CTL \times (100 - S\&W\%)/100 \quad (\text{Ecuación 5})$$

En donde:

TOV, “Volumen total observado”, representa el volumen total de fluidos al interior del tanque, desde el fondo hasta el nivel de líquido en superficie.

FW, “Agua Libre”, representa el volumen de agua libre al interior del tanque.

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

CTSh, “Factor de Corrección por Temperatura de Lámina”, representa el factor de corrección del volumen del tanque por efecto de la temperatura sobre la lámina del cilindro.

FRA, “Factor de Ajuste por Techo Flotante”, aplica en tanques de almacenamiento de techo flotante, y representa la corrección de volumen por el desplazamiento que ocasiona la flotación del techo en el fluido almacenado.

CTL, “Factor de Corrección por Temperatura en el Líquido”, representa la corrección del volumen del hidrocarburo líquido, por el efecto de la temperatura.

GOV, “Volumen Bruto Observado”, representa el volumen de hidrocarburo líquido contenido en el tanque a condiciones de temperatura observada, antes de aplicar las correcciones por temperatura y contenido de agua y sedimentos suspendidos en el hidrocarburo.

GSV, “Volumen Bruto Estándar”, representa la cantidad del hidrocarburo líquido contenido en el tanque a condiciones de temperatura y presión estándar, y antes de descontar la cantidad de agua y sedimentos suspendidos en el hidrocarburo.

CSW, “Factor de Corrección de Sedimento y Agua”, es el factor que representa la deducción del contenido de agua y de sedimentos suspendidos en el hidrocarburo líquido.

NSV, “Volumen Neto Estándar”, representa la cantidad de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar luego de la deducción del contenido de agua y de sedimentos suspendidos en el hidrocarburo.

S&W%, porcentaje en volumen de agua y sedimento suspendidos en el hidrocarburos.

21.1.2 Incertidumbre aplicable al volumen determinado en el Modelo de medición Estática. La incertidumbre aplicable al modelo de medición estática será la definida en el Artículo 23 del presente reglamento.

21.1.3 Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición estática. Los equipos y procedimientos de los sistemas de medición estática utilizados como Sistemas de Medición Oficial Estáticos, deberán cumplir con los requerimientos de las siguientes normas técnicas, según detalles que el Operador incluirá en su Manual de Medición:

- a) API MPMS Capítulo 2, para calibración y aforo de tanques de almacenamiento vertical y horizontal de acuerdo a las normas vigentes.
- b) API MPMS Capítulo 3, Medición de Tanque de acuerdo a las normas vigentes.
- c) API MPMS Capítulo 7, Determinación de la Temperatura, empleando las normas vigentes.
- d) API MPMS Capítulo 8, Muestreo empleando las normas vigentes.
- e) API MPMS Capítulo 11, Sección 1, Edición de Mayo de 2004 y Adendum de 2007, para factores de corrección de volumen del hidrocarburo líquido por temperatura.
- f) API MPMS Capítulo 12, Sección 1, Parte 1, Tercera Edición diciembre 2012, para factores de corrección por expansión o contracción por temperatura de lámina del tanque, cifras significativas y jerarquía de precisión, procesos de cálculo y definición de los términos.

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

- g) API MPMS Capítulo 12, sección 1, Parte 2 Procedimiento de cálculo para carrotanque, Primera edición mayo de 2003, reafirmada mayo 2011.
- h) API MPMS Capítulo 10, Sección 1, o ASTM D-473, Segunda edición 2012 reafirmada para contenido volumétrico de sedimento disuelto en el hidrocarburo líquido.
- i) API MPMS Capítulo 9, secciones 1 y 3 o ASTM D-287, D-1298, D-6822 Edición diciembre 2012, para determinación de gravedad API del hidrocarburo líquido.
- j) API MPMS Capítulo 10, secciones 7 y 9, Segunda edición 2014, para determinación de contenido de agua en el hidrocarburo líquido.
- k) API STD 650 Estándar para diseño y construcción de tanques de almacenamiento y API STD 653 Estándar para inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques de almacenamiento.

21.1.4 Factores de corrección en el Modelo de Medición Estática. Los factores de corrección por temperatura y presión hasta las condiciones estándar de 60°F y 14.65 psia, en los modelos de medición hidrocarburos líquidos se deberán aplicar según las normas técnicas incorporadas que presenta la Tabla 4.

Tabla 4. Factores de corrección en medición estática

FACTOR	SIGNIFICADO	VARIABLES DE ENTRADA, REQUERIDAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR	NORMA DE OBLIGATORIO CUMPLIMIENTO
CTL	Corrección por el efecto de la temperatura en el líquido	1) Gravedad API@60F del líquido 2) Temperatura del líquido	API MPMS Chapter 11.1. Edición de Mayo del 2004 y Adendum 1 de 2007
CTSh	Corrección por temperatura de lámina del cilindro del tanque	1) Temperatura del líquido almacenado en el tanque 2) Temperatura ambiente 3) Material de lámina de tanque, y 4) Condición de aislamiento térmico del tanque.	API MPMS Chapter 12.1.1. Tercera Edición, Diciembre de 2012
API@60°F	Gravedad API@60F del líquido	1) Gravedad API a la temperatura observada en prueba de hidrómetro 2) Temperatura observada en la prueba	API MPMS Chapter 9.1. Tercera Edición, Diciembre de 2012

21.2 Modelo de Medición Dinámica para fiscalización de hidrocarburos líquidos y agua

21.2.1 Modelo de medición dinámica para fiscalización. Este modelo debe ser utilizado para la determinación del volumen de hidrocarburos que fluyen a través de un medidor de flujo, que a su vez debe cumplir con los requisitos establecidos en la norma API MPMS, Capítulo 5, Primera edición octubre 2012.

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

El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar, deberá ser calculado mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones, de conformidad con lo establecido en la Norma API 12.2.1:

$$IV = IIV - FIV \quad (\text{Ecuación 6})$$

$$GSV = IV \times MF \times CTL \times CPL \quad (\text{Ecuación 7})$$

$$NSV = GSV \times CSW \quad (\text{Ecuación 8})$$

Reemplazando las ecuaciones 6 y 7 en la ecuación 8, se obtiene la ecuación 9, cuya aplicación permite calcular el Volumen Neto Estándar de hidrocarburos líquidos, NSV, así:

$$NSV = IV \times MF \times CTL \times CPL$$

$$NSV = (IIV - FIV) \times CTL \times CPL \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde:

IIV, volumen indicado por el medidor al inicio de la entrega.

FIV, volumen indicado por el medidor al final de la entrega.

IV, volumen indicado, a condiciones de temperatura y presión de flujo del medidor.

MF, factor de calibración del medidor.

CPL, factor de corrección por el efecto de la presión en el líquido.

CTL, “Factor de corrección por temperatura en el líquido”, representa la corrección del volumen del hidrocarburo líquido, por el efecto de la temperatura.

NSV, “volumen neto estándar”, representa la cantidad de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar luego de la deducción del contenido de agua y de sedimentos suspendidos en el hidrocarburo

21.2.2 Incertidumbre aplicable al volumen determinado en el Modelo de Medición Dinámica. La incertidumbre aplicable al modelo de medición estática será la definida en el Artículo 23 del presente reglamento.

21.2.3 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 siguientes normas técnicas incorporadas:

- a) API MPMS, Capítulo 4, Primera edición octubre 2012, para probadores.
- b) API MPMS, Capítulo 5, Primera edición octubre 2012, para medidores.
- c) API MPMS, Capítulo 8, Segunda edición octubre 2012, Sección 2 para muestreo dinámico
- d) API MPMS, Capítulo 11, Adendum 1 Reafirmado Agosto 2012, para factores de corrección del volumen del hidrocarburo líquido por temperatura y presión

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

- e) API MPMS, Capítulo 12, Tercera edición 2013, , Sección 2, Partes 1, 2, 3, 4 y 5, para cifras significativas y jerarquía de precisión, definición de los términos y procesos de cálculo de cantidades de hidrocarburos por medición dinámica.

21.2.4 Factores de corrección en el modelo de medición dinámica. Los factores de corrección de temperatura y presión hasta las condiciones estándar de 60°F y 14.65 psia, en los modelos de medición hidrocarburos líquidos se deberán aplicar según las normas técnicas incorporadas que presenta la Tabla 5.

21.3. Medición de agua de producción.

Toda el agua de producción separable en una fase independiente, deberá medirse mediante medidores de flujo, o mediciones en tanques aforados. Los medidores de flujo deberán ser calibrados por un ente acreditado en el punto de instalación dentro de los dos meses iniciales de operación, y posteriormente con periodicidad anual.

Parágrafo. El factor de calibración del medidor de agua deberá calcularse a partir de cuatro (4) corridas sucesivas que satisfagan el error máximo de $\pm 1,5\%$ entre el mayor y el menor valor. El factor del medidor será el valor que resulte del promedio aritmético de los cuatro factores evaluados.

Tabla 5. Factores de corrección de temperatura y presión

FACTOR	SIGNIFICADO	VARIABLES DE ENTRADA, REQUERIDAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR	NORMA DE OBLIGATORIO CUMPLIMIENTO
CTL	Corrección por el efecto de la temperatura en el líquido.	3) Gravedad API@60F del líquido, 4) Temperatura del líquido.	API MPMS Chapter 11.1. Edición de Mayo del 2004 y Adendum 1 de 2007
CPL	Corrección por el efecto de la presión en el líquido.	5) Gravedad API@60F del líquido. 6) Presión en el líquido.	API MPMS Chapter 11.1. Edición de Mayo del 2004 y Adendum 1 de 2007
API@60°F	Gravedad API@60F del líquido.	3) Gravedad API a la temperatura observada en prueba de hidrómetro, Temperatura observada en la prueba.	API MPMS Chapter 9.1. Tercera Edición, Diciembre de 2012

21.3.1. Medición multifásica de agua. El contenido de agua en fluidos de producción puede determinarse también mediante analizador continuo en línea, o mediante medidores multifásicos, los cuales deberán calibrarse semestralmente, o según se requiera, de acuerdo con el límite de incertidumbre respectivo del presente reglamento.

Parágrafo. Se deberá disponer previamente de mediciones de contenido de agua y sedimentos de toda corriente de fluidos de producción de un pozo productor que se mezcle con fluidos de otro u otros pozos productores.

21.4 Modelos de Medición para Hidrocarburos Gaseosos.

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

Los modelos de medición que deben ser utilizados para la determinación del volumen de hidrocarburos gaseosos se encuentran establecidos en las normas incorporadas referidas en la Tabla 6, numeral 21.4.4 del presente reglamento técnico, para cada tipo de medidor, con previa aprobación por la Autoridad de Fiscalización.

21.4.1 Sistemas de Medición de gas. Todo el gas producido deberá ser medido en forma continua mediante cualquiera de los medidores relacionados en la Tabla 6 del presente reglamento, de las cuales se deberá llevar un registro diario.

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

21.4.2 Medidores de gas por campo. Todos los pozos que entreguen sus fluidos gaseosos a una misma facilidad de medición oficial del campo para propósitos de asignación, deberán contar con un mismo tipo de medidores de flujo.

21.4.3 Normas reglamentarias y técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de hidrocarburos gaseosos. Los modelos, equipos y procedimientos que se presenten para aprobación como Puntos de Medición Oficial de hidrocarburos gaseosos, deberán cumplir con los requerimientos de la resolución CREG-071 de 1999 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen, así como con las normas técnicas de obligatorio cumplimiento que se relacionan en la Tabla 6.

21.4.4 Separación de condensado y agua. El gas deberá ser separado del agua y del condensado, para que sea medido como hidrocarburo de una sola fase.

Tabla 6. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de gas

NORMA INCORPORADA	SISTEMA DE MEDICIÓN
AGA 3 ó API MPMS 14.3 Part 2.	Platinas de orificio
AGA Report #7: Measurement of gas by Turbine meters (AGA7).	Medidores de Turbina y vortex
ANSI B.109.3 Rotary Type Gas Displacement Meters.	Medidores rotatorios
ANSI B.109.1 Diaphragm Type Gas Displacement Meters.	Medidores de Diafragma de capacidad inferior a 500 pie ³ /hr
ANSI B.109.2 Diaphragm Type Gas Displacement Meters.	Medidores de Diafragma de capacidad superior
ISO Estándar 5167: Measurement of Fluid Flow by means of Orifice plates, nozzle and venture tubes inserted in circular cross-section conduits running full (ISO 5167).	Medidores de Venturi o de boquilla de flujo
AGA Report No.9: Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters (AGA9).	Medidores Ultrasónicos.
AGA Report No. 11: Measurement of natural Gas by Coriolis Meter.	Medidores de Coriolis
API MPMS 21.1.	Dispositivos electrónicos para la medición
AGA Report No.8: Compresibility Factors of Natural Gas and Otherrelated Hydrocarbons Gases.	Factores de compresibilidad de gas
Gas Processors Suppliers Association (GPSA) SI Engineering Data Book o la publicación GPSA 2145.	Propiedades físicas de los componentes del gas Natural

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

TITULO VI.

REQUISITOS DEL BALANCE VOLUMÉTRICO DE HIDROCARBUROS

CAPÍTULO I. BALANCE VOLUMÉTRICO DE HIDROCARBUROS REFERIDO A BOCA DE POZO

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 tres (3) etapas:

22.1 Primera etapa: Determinación del volumen de hidrocarburos producidos por cada pozo, mediante medición continua o estimación a prorrata.

22.1.1 La medición continua puede realizarse mediante el uso de cualquiera de los siguientes medidores:

- a) Medidores de flujo másico,
- b) Medidores de flujo para gas y líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- c) Medidores de flujo para gas y mediciones en tanques para fluidos líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- d) Medidores de flujo para gas y mediciones en carrotanques para los fluidos líquidos.

22.1.2 La estimación a prorrata puede realizarse a partir de las mediciones temporales de los hidrocarburos en pruebas de producción.

Para la estimación a prorrata, las pruebas de pozo deberán realizarse con equipos de separación de fases, que satisfagan los requisitos de diseño, fabricación y pruebas en fábrica, contenidos en la norma técnica incorporada API Specification for Oil and Gas Separators. Edición Octava. Octubre de 2008. La correspondiente certificación de cumplimiento deberá ser expedida por un organismo de inspección debidamente acreditado por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025.

22.1.3 *Medición de hidrocarburos líquidos en carrotanques.* Toda medición de hidrocarburos líquidos de producción en cisternas de carrotanques deberá efectuarse de acuerdo con las disposiciones contenidas en las normas técnicas incorporadas API MPMS Capítulo 3, Sección 2 y Capítulo 12, Sección 1, Parte 2, en su última edición.

Parágrafo. Las cisternas de los carrotanques deberán estar aforadas por organismos de inspección acreditados por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025, según el procedimiento contenido en la norma técnica incorporada API STD 2555 (R2014).

22.1.4. *Incertidumbre del sistema de medición a la salida del separador.* Este sistema deberá cumplir con los límites máximos de incertidumbre señalados en el artículo 23 de este reglamento.

22.2 Segunda etapa: Determinación de los hidrocarburos producidos por campo, en el Punto de Medición Oficial, mediante la utilización de:

- a) Mediciones en tanques debidamente aforados, o, utilizando cualquiera de los medidores referidos en el numeral 14.1 literal a) del presente reglamento, debidamente calibrados.

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

- b) El balance volumétrico o másico que corresponda a las facilidades que intervengan en el manejo y medición de los fluidos de producción, de acuerdo con el modelo de balance aprobado por la Autoridad de Fiscalización, según el presente reglamento.
- c) Los inventarios de volúmenes muertos.

22.2.1 Factor de encogimiento 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 que trata la sección 1.7.4. de la norma técnica incorporada API MPMS 20.1, cuya ecuación es la siguiente:

$$\text{Factor de encogimiento} = \frac{(V_f - (V_f \times X_w)) \times (CTL)_f}{(V_i - (V_i \times X_w)) \times (CTL)_i} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

- V_f = Volumen total de muestra final en el cilindro graduado
- V_i = Volumen total inicial de muestra en el cilindro graduado
- X_w = Fracción de volumen de agua en la muestra final
- $(CTL)_f$ = Factor de corrección de volumen basado en la temperatura final de la muestra
- $(CTL)_i$ = Factor de corrección de volumen basado en la temperatura final durante el muestreo

22.3 Tercera etapa: Distribución de la producción neta del campo entre sus pozos productores, mediante el proceso que incluye:

- a) Cálculo de los factores de asignación
- b) Cálculo del factor del campo
- c) Verificación de aceptación del factor del campo
- d) Distribución de la producción entre los pozos productores

22.3.1 Determinación de la producción en boca de pozo. Los fluidos producidos en boca de pozo deben ser cuantificados mensualmente mediante balance volumétrico del campo, utilizando para ello las fórmulas establecidas en el numeral 22.3.2 del presente reglamento.

Los valores obtenidos deben ser concordantes con los volúmenes reportados por el Operador en las formas de declaración de producción de hidrocarburos líquidos y en las formas de declaración de producción de hidrocarburos gaseosos, particularmente en el Cuadro 4 y en las Formas 9 y 30, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

22.3.2 Ecuaciones para la determinación del Balance Volumétrico. Los volúmenes de hidrocarburos producidos por cada uno de los pozos pertenecientes a un mismo campo, se deben determinar mediante asignación, proporción o prorrateo, según las siguientes fórmulas:

$$FA(i) = Q(i) / \sum Q(i) \quad (\text{Ecuación 11})$$

$$NSV(i) = FA(i) \times PROD(NSV) \quad (\text{Ecuación 12})$$

$$FC = \sum Q(i) / PROD(TCV) \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde:

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

FA(i), Factor de asignación o prorrateo del pozo (i)

Q(i), Volumen TCV de fluidos de producción medido o estimado del pozo (i)

$\Sigma Q(i)$, Sumatoria de los volúmenes TCV de fluidos de producción medidos o estimados de todos los pozos del campo.

NSV (i), Volumen neto hidrocarburos de producción asignado al pozo (i)

PROD (NSV), Volumen neto de hidrocarburos producidos por el campo durante el período de tiempo considerado medido en el Punto de Medición Oficial.

PROD (TCV), Volumen TCV de hidrocarburos producidos por el campo durante el período de tiempo considerado medidos en el Punto de Medición Oficial.

FC, es el factor del campo.

Parágrafo. El rango aceptable para los FC es el que indica en la siguiente tabla:

Tabla 7. Rango aceptable para factores de campo

Campos	Producción diaria del campo (conforme a Tabla 8 numeral 23.2)	Rango aceptable para factores FC
Clase A	≥ 1.000 BPD	Entre 0,95 y 1,05
Clase B	< 1.000 BPD	Entre 0,90 y 1,10
Clase C	≥ 2.000 KPCD	Entre 0,90 y 1,10
Clase D	< 2.000 KPCD	Entre 0,85 y 1,15

22.3.3 Modelo oficial de balance volumétrico. Cada campo productor de hidrocarburos debe contar con un modelo de balance volumétrico elaborado con base en las ecuaciones referidas en el numeral 22.3.2 del presente reglamento, en el que los Factores de Campo se encuentren en el rango aceptable definido en la Tabla 7.

22.3.4 Balances Volumétricos con FC en rango inaceptable. Cuando los factores de campo arrojen valores por fuera de los límites de aceptación previstos en este reglamento, la Autoridad de Fiscalización adelantará una investigación tendiente a encontrar las pérdidas de hidrocarburos en los procesos de medición de asignación y medición oficial, sus causas y errores, a partir de cuyos resultados podrá ajustar tanto las cifras de producción oficial, como las cifras de medición de asignación, sin perjuicio de las sanciones que resulten aplicables.

22.3.5 Medidores multifásicos. La medición de asignación de los volúmenes de fluidos producidos por un determinado pozo productor, podrá ser determinada mediante medidores multifásicos, cuyas características de diseño, instalación, operación, mantenimiento, calibración e incertidumbre, se determinen de acuerdo con las especificaciones de la norma técnica incorporada API Capítulo 20, sección 3.

22.3.6 Cálculo del Volumen Muerto. El volumen muerto se calculará como la suma de:

- a) El volumen 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.

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

- b) El volumen de hidrocarburos líquidos y agua que por razones técnicas nunca pueda llegar al Punto de Medición Oficial, salvo cuando siendo objeto de tratamiento puede recuperarse.

Parágrafo 1. Es responsabilidad del Operador disponer oportunamente de las facilidades de tratamiento requeridas para que el volumen muerto sea llevado a los Puntos de Medición Oficial para su fiscalización.

Parágrafo 2. 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, siendo de cualquier manera reflejado como parte del crudo sujeto del pago de regalías y contraprestaciones económicas, y, registrado en el valor de las existencias iniciales y finales del mismo.

Parágrafo 3. El Operador debe reportar las modificaciones en el volumen o capacidad de las líneas o vasijas de producción que se dan mensualmente durante la explotación del campo, así como los cambios en el BSW de cada campo, que modifican el volumen de crudo que hace parte del volumen muerto.

Parágrafo 4. Los volúmenes de crudo que hacen parte de los fondos de los tanques de medición oficial forman parte del inventario de crudo fiscalizado y hacen parte del cálculo del volumen muerto.

22.3.7. Balance volumétrico en Campos que diluyen los crudos pesados con nafta, o hidrocarburos livianos. En las facilidades que con posterioridad a la Medición en el Punto Oficial, diluyen sus 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 la siguiente expresión contenida en la norma técnica incorporada API MPMS 12.3:

$$S = 4.86 \times 10^{-8} C(100 - C)^{0.819} G^{2.28} \quad (\text{Ecuación 14})$$

En donde,

S, Encogimiento volumétrico, como porcentaje de total del volumen ideal de la mezcla.

C, Porcentaje de concentración líquida en porcentaje de volumen del componente más liviano

G, Diferencia de gravedad, en grados API

Parágrafo. Las facilidades que añaden nafta o hidrocarburos livianos a sus crudos pesados deberán efectuar un balance para determinar el contenido de agua en boca de pozo, como ejercicio de validación y reconciliación de sus mediciones, mediante la fórmula de encogimiento volumétrico, a partir de los resultados de: (i) el contenido de agua en la mezcla final, (ii) los volúmenes mezclados del hidrocarburo liviano y el crudo de producción, y (iii) la gravedad API de éste antes y después de la mezcla.

TITULO VII.

REQUISITOS DE LA INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Artículo 23. Requisitos técnicos de la incertidumbre y procedimiento para su determinación

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

23.1 Estimación de la incertidumbre de medición. La incertidumbre de medición se estimará mediante aplicación de la fórmula de la raíz cuadrada de la suma de las incertidumbres individuales al cuadrado de las variables del modelo de medición empleado.

Parágrafo. Las incertidumbres de medición también podrán estimarse mediante la fórmula de derivadas parciales contenida en la norma técnica incorporada API MPMS, Capítulo 13, o, mediante aplicación 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"), para medición dinámica y medición estática, o aquellas que las actualicen, modifiquen o sustituyan.

23.2 Niveles máximos de incertidumbre para los sistemas de medición. El diseño, operación y gestión de los Sistemas de Medición deberá cumplir con los siguientes límites máximos de incertidumbre, según el volumen de la producción del campo e hidrocarburo predominante, categorizados en Clase A, Clase B, Clase C y Clase D como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 8. Niveles máximos de Incertidumbre en Sistemas de Medición de Hidrocarburos

Clasificación del campo, según su volumen de producción	Tipo de hidrocarburo	Producción Diaria por Campo	Nivel de incertidumbre máxima permitida (%)			
			Punto de Medición Oficial (%)	Sistema de medición por asignación (%)	Sistema de medición a prorrata (%)	Sistema de medición por diferencias (%)
Clase A	Líquido	Mayor o igual a 1.000 BPD	± 0.50	± 2.0	No aceptado	No aceptado
Clase B	Líquido	Menor a 1.000BPD	± 1.0	± 5.0	± 5.0	±5.0 Aceptado en corriente de fluidos que no supere el 25% del volumen total producido.
Clase C	Gas	Mayor o igual a 2 KPCD	± 1.0	± 3.0	No aceptado	± No aceptado
Clase D	Gas	Menor a 2 KPCD	± 2.0	± 5.0	± 5.0	± Aceptado en corriente de fluidos que no supere el 25% del volumen total producido

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

Parágrafo 1. El Sistema de Medición de producción en boca de pozo a prorrata, sólo se admite en Campos Menores (Clases B y D), en los que también éste puede utilizarse en conjunto con mediciones de asignación en algunos pozos del mismo campo.

Parágrafo 2. La verificación de cumplimiento de los límites de incertidumbre para el Sistema de Medición de que trata el presente artículo, será parte integral de la certificación de conformidad de los sistemas de medición oficial y sistemas de medición de la producción en boca de pozo, la cual deberá ser expedida por un organismo de inspección debidamente acreditado por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17020.

Parágrafo 3. Mediante acto administrativo debidamente motivado, la Autoridad de Fiscalización podrá determinar valores inferiores a los límites máximos de incertidumbre señalados en este artículo, de acuerdo con la evolución de desempeño estadístico de los sistemas de medición de la industria nacional.

Parágrafo 4. Los límites de incertidumbre para las mediciones han sido determinados considerando que éstas se comportan estadísticamente según la función normal de distribución de probabilidad, con un nivel de confianza de 95%.

TITULO VIII.

PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA CONFORMIDAD

CAPÍTULO I. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE CONFORMIDAD

REQUISITOS	VERIFICACIÓN
TITULO II. REQUISITOS DE MEDICIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS. Artículo 4°. Obligaciones de los Operadores	
Conformidad con el numeral 4.1	Verificación directa en campo, según la etapa de producción en que se encuentre (Pruebas Iniciales, Pruebas Extensas o Explotación Comercial)
Conformidad con el numeral 4.2	Verificación directa en campo del Sistema de medición (física y documental)
Conformidad con el numeral 4.3	Verificación directa del Manual y su aplicación.
Conformidad con el numeral 4.4	Verificación certificados de calibración de los equipos e instrumentos del Sistema de Medición de cada campo
Conformidad con el numeral 4.5	Verificación directa tablas de aforo de tanques y aprobación de los tanques como puntos de fiscalización.
Conformidad con el numeral 4.6	Verificación de certificados de producto de medidores, tanques de medición oficial, separadores y equipos de unidad de tratamiento de petróleo y gas.
Conformidad con el numeral 4.7	Verificación de la bitácora electrónica por la Autoridad de Fiscalización
Conformidad con el numeral 4.8	Verificación nombramiento

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

Conformidad con el numeral 4.9	Verificación directa de soportes
Artículo 5°. Requisitos técnicos de facilidades y sistemas de medición de hidrocarburos	
Conformidad con el numeral 5.1.1	Verificación directa en campo
Conformidad con el numeral 5.1.2	Verificación de aprobación del sistema
Conformidad con el numeral 5.1.3, numerales 5.1.3.1., 5.1.3.2, 5.1.3.3, 5.1.3.4, 5.1.3.5	Verificación directa en campo del Sistema física y documental contra la normatividad aplicable
Conformidad con el numeral 5.1.3.6	Verificación de la Acreditación por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025.
Conformidad con el numeral 5.1.3.7 literales comprendidos entre la a) y la s) inclusive	Verificación directa (física y documental) del procedimiento de la calibración y aforo utilizado para elaboración de la tabla de aforo
Conformidad con el numeral 5.1.3.8	Verificación directa de (i) las tablas de aforo y (ii) el alcance de la acreditación del Organismo acreditado ante la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025, por la Autoridad de Fiscalización.
Conformidad con los numerales 5.1.3.9, 5.1.3.10, 5.3.11	Verificación directa en campo (física y documental)
Conformidad con los numerales 5.1.3.12, 5.1.3.13	Verificación documental de soportes de inspecciones y de recalibraciones efectuadas.
Conformidad con el numerales 5.1.4, 5.1.5, 5.1.6	Verificación directa en campo (física y documental)
Conformidad con el numeral 5.1.7 y numerales comprendidos entre 5.1.7.1 y 5.1.7.2 inclusive	Verificación directa en campo (física y documental), equipos, instrumentos, certificados de conformidad de producto y de calibración.
Conformidad con los numerales 5.2, 5.2.1 y 5.2.2	Verificación directa en campo (física y documental) de las facilidades instaladas, laboratorio, equipos, instrumentos, certificados de conformidad de producto y de calibración.
Conformidad con el numeral 5.3, 5.3.1, 5.3.2 y 5.3.3	Verificación directa en campo (física y documental) de las facilidades instaladas, laboratorio, equipos, instrumentos, certificados de conformidad de producto y de calibración.
Conformidad con los numerales 5.3.4.1, 5.3.4.2	Verificación directa en campo
Conformidad con los numerales 5.4 y 5.5	Verificación directa en campo (física y documental)
Conformidad con el numeral 5.6	Verificación directa del modelo de medición aplicado por el Operador
Conformidad con el numeral 5.7	Verificación directa en campo (física y documental)

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

Artículo 6°. Sistema de medición para dos (2) o más campos	
Conformidad con los numerales 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5	Verificación directa en campo (física y documental)
TITULO III. REQUISITOS DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD DE HIDROCARBUROS.	
Artículo 7°. Determinación del contenido de agua en fluidos de producción	
Conformidad con el artículo 7°, numerales 7.1 y 7.2	Verificación física y documental de la aplicación de las normas referidas.
Artículo 8°. Determinación de la calidad del crudo fiscalizado	
Conformidad con los numerales 8.1, 8.2, 8.3 y 8.4, párrafos.	Verificación directa en campo (física y documental) de la aplicación de los procedimientos establecidos en las normas referidas y de los valores obtenidos.
Artículo 9°. Facilidades de Laboratorio	
Conformidad con el artículo 9° y párrafo	Verificación directa en campo
Artículo 10°. Cifras Significativas y conversión a sistema métrico aplicables a los volúmenes calculados con los modelos	
Conformidad con el artículo 10° y su párrafo	Verificación documental
TITULO IV. REQUISITOS DE REPORTES DE MEDICIÓN Y GERENCIA METROLOGICA	
Artículo 11°. Informe Diario de Producción	
Conformidad con el artículo 11° y su párrafo	Verificación documental
Artículo 12°. Sistemas de Gestión de calidad de medición	
Conformidad con el artículo 12°, numerales 1, 2, 3 y 4	Verificación del certificado del Sistema de Gestión de calidad de medición y del cumplimiento de los procesos referidos.
Artículo 13°. Bitácora de actividades diarias de medición	
Conformidad con el artículo 13°	Verificación directa de la bitácora
Artículo 14°. Gerente de medición	
Conformidad con el artículo 14°	Verificación directa del nombramiento
Artículo 15°. Manual de medición	
Conformidad con el artículo 15°	Verificación del Manual, su contenido y su aplicación.
Artículo 16°. Comité de medición del sector	
Conformidad con el artículo 16°	Verificación de la reglamentación de la composición y funcionamiento del Comité del sector.
Artículo 17°. Obligación de preservar la integridad de los equipos	

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

Conformidad con el artículo 17°	Verificación directa (física y documental)
Artículo 18°. Calibración de equipos de medición	
Conformidad con el artículo 18° y párrafos 1 y 2	Verificación directa (física y documental) del cronograma y los equipos patrones o probadores y las frecuencias mínimas de calibración establecidas.
Artículo 19°. Programas de Administración metrológica	
Conformidad con el artículo 19°	Verificación directa (física y documental)
Artículo 20°. Muestreo y Análisis para determinación de las propiedades del hidrocarburo	
Conformidad con el artículo 20°	Verificación directa (física y documental)
TITULO V. REQUISITOS DE LOS MODELOS DE MEDICIÓN	
Artículo 21°. Modelos de medición	
Conformidad con el artículo 21° y los numerales 21.1.1, 21.1.2, 21.1.3, 21.1.4, 21.2.1, 21.2.2, 21.2.3, 21.2.4, 21.3, 21.3.1, 21.4, 21.4.1.1, 21.4.1.2, 21.4.1.3, 21.4.1.4	Verificación directa (física y documental) de la aplicación de los modelos de medición estática y dinámica para el cálculo del volumen neto de hidrocarburos y agua
TITULO VI. REQUISITOS DEL BALANCE VOLUMÉTRICO DE HIDROCARBUROS	
Artículo 22°. Modelo de cuantificación de la producción en boca de pozo	
Conformidad con el artículo 22°, y numerales 22.1.1, 22.1.2, 22.1.3, párrafo y 22.1.4	Verificación directa (física y documental) de la aplicación de los procedimientos para estimación de los volúmenes producidos por pozo y la medición de hidrocarburos en carrotanques.
Conformidad con los numerales 22.2, 22.2.1	Verificación directa (física y documental) de la aplicación de los procedimientos para estimación de los volúmenes producidos por campo.
Conformidad con los numerales 22.3, 22.3.1, 22.3.2	Verificación directa (física y documental) de la aplicación de los procedimientos para estimación de los factores de asignación y de campo y, de la distribución de producción por pozo.
Conformidad con los numerales 22.3.2 párrafo, 22.3.3 y 22.3.4	Verificación directa del cálculo de los factores de campo y comparación con los establecidos en la tabla 7.
Conformidad con los numerales 22.3.5, 22.3.6	Verificación directa de la aplicación de la norma API capítulo 20 sección 3 y del procedimiento de asignación.
Conformidad con los numerales 22.3.6 y párrafos 1, 2, 3 y 4	Verificación directa, física y documental
Conformidad con los numerales 22.3.7 y párrafo	Verificación directa del cálculo de encogimiento y su incorporación en el balance volumétrico.
TITULO VII. REQUISITOS DE LA INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS	

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

Artículo 23°. Requisitos técnicos de la incertidumbre y procedimiento para su determinación	
Conformidad con los numerales 23.1, 23.2 y párrafos 1, 2, 3 y 4	Verificación del cálculo de la incertidumbre y del cumplimiento con los niveles máximos permitidos en la tabla 8.
TITULO VIII. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA CONFORMIDAD	
Capítulo I: Procedimiento de Evaluación de la Conformidad	
Capítulo II. Demostración de la Conformidad	
Artículo 24° Certificado de Conformidad	
Conformidad con el artículo 24°	Verificación del certificado de conformidad y su vigencia
Artículo 25°. Declaración de conformidad del Operador – Primera Parte	
Conformidad con el artículo 25°	Verificación del certificado de conformidad de Primera Parte
Artículo 26°. Plazo de entrega del certificado	
Conformidad con el artículo 26°	Verificación de entrega del certificado de conformidad
Artículo 27°.Transición	
Conformidad con el artículo 27°	Verificación de la publicación en el diario oficial y la entrada en vigencia

CAPÍTULO II. DEMOSTRACIÓN DE LA CONFORMIDAD

Artículo 24. Certificado de Conformidad. El Sistema de Medición de cada campo deberá contar con un certificado de conformidad vigente expedido por un Organismo de Inspección debidamente acreditado por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025, mediante el cual demuestre el cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente reglamento técnico.

Parágrafo 1. El certificado de conformidad se deberá renovar como mínimo cada cinco (5) años y cada vez que se realice una modificación al Sistema de Medición.

Parágrafo 2. La Autoridad de Fiscalización, directamente o por medio de un Tercero Especializado, verificará periódicamente si las condiciones que llevaron a la obtención del Certificado de Conformidad se mantienen o si se requiere la implementación de acciones correctivas.

Artículo 25. Declaración de Conformidad del Operador – Primera Parte. Hasta tanto se cuente con, por lo menos, un Organismo de Certificación o Inspección acreditado para verificar el cumplimiento del presente Reglamento Técnico, se adoptará la Declaración de Conformidad del Operador – Primera Parte como mecanismo transitorio de demostración de conformidad.

La declaración de conformidad se expedirá anexando información de soporte, de conformidad con los lineamientos de la normas ISO-NTC 17050-1 e ISO-NTC 17050-2, y

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

según instructivo que expedirá la Autoridad de Fiscalización dentro de los seis (6) meses posteriores a la publicación del presente reglamento técnico.

Artículo 26. Plazo de Entrega del Certificado. El Operador deberá remitir el certificado de Conformidad a la Autoridad de Fiscalización a partir de los seis (6) meses posteriores a la acreditación de por lo menos un ente Certificador.

TITULO IX.

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 27. Transición. El presente reglamento entrará en vigencia seis (6) meses después de publicado en el diario oficial.

Artículo 28. Vigencia y Derogatorias. Exceptuando las obligaciones 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

Dada en Bogotá D.C., a

Ministro de Minas y Energía

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

ANEXO 1. LISTADO DE NORMAS TÉCNICAS INCORPORADAS EN EL REGLAMENTO TÉCNICO DE MEDICIÓN

De conformidad con el Artículo 4 de la Resolución 18 1495 de 2009 y el Artículo 2.2.1.1.1.5 del Decreto 1073 de 2015, el presente anexo contiene las normas técnicas que se incorporan en el reglamento técnico de medición de hidrocarburos.

Normas Técnicas Obligatorias – Reglamento de Medición				
Organización	Título en Inglés	Título en Castellano	Secciones Obligatorias	Ubicación en el Reglamento
OIML	International Organization of Legal Metrology	OIML - Organización Internacional de Metrología legal	JCGM_100_2008 Todas	Numeral 5.7
API MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards - American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo, MANUAL DE ESTÁNDARES DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO	Capítulo 2 para calibración y aforo de tanques de almacenamiento verticales y horizontales. Segunda edición Agosto 2005 Capítulo 3 para medición manual de nivel de hidrocarburo líquido en tanques de almacenamiento atmosférico. Segunda edición, Agosto 2005 Capítulo 7 para medición manual de temperatura de líquidos en tanques. Primera edición Junio 2001 Capítulo 8 para muestreo manual de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento. Segunda edición Oct 1995. Capítulo 11, Sección 1, para factores de corrección de volumen del hidrocarburo líquido por temperatura. Edición de Mayo del	Artículos 7, 8, 12, 15, Numeral 21.1.3

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

			<p>2004 y Adendum 1 de 2007.</p> <p>Capítulo 12, Sección 1, Parte 1, para factores de corrección por expansión o contracción por temperatura de lámina del tanque, cifras significativas y jerarquía de precisión, procesos de cálculo y definición de los términos. Tercera Edición, Diciembre de 2012</p> <p>Capítulo 10, Sección 1, o ASTM D-473 para contenido volumétrico de sedimento disuelto en el hidrocarburo líquido. Segunda edición 2012, REAFIRMADA</p> <p>Capítulo 9, secciones 1 y 3 o ASTM D-287, D-1298 para determinación de gravedad API del hidrocarburo líquido. Tercera Edición, Diciembre de 2012</p> <p>Capítulo 10, secciones 7 y 9 para determinación de contenido de agua en el hidrocarburo líquido. Segunda edición 2014. "Todas"</p>	
API	Standards American Petroleum Institute - API 650: Welded Steel Tanks for Oil Storage	Estándar del Instituto Americano del Petróleo	<p>API STD 650 Estándar para diseño y construcción de tanques de almacenamiento.</p> <p>API STD 653 Estándar para Inspección,</p>	Numeral 5.1.3.1

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

			Reparación, alteración, y Reconstrucción de tanques Todas.	
API	American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo	Tank Overfill Protection - API 2350. Cuarta Edición Prevención del sobrellenado API 2350. Cuarta Edición. Todas	Numeral 5.1.3.3
API MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards - American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo, Manual de Estándares de Medición de Petróleo	Capítulo 2, Sección 2.A. Método de medición con cinta o strapping Sección. Primera edición, Febrero 1995 2.B. Método de la línea de referencia óptima. Primera edición, Marzo 1989. Sección 2.C. Método de triangulación óptica Sección. Tercera edición, Abril 2012 2.E. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR). Tercera edición, Abril 2012. Todas"	Numeral 5.1.3.4
API MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards - American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo, Manual de Estándares de Medición de Petróleo	Capítulo 2, Sección 2E. Método manual o strapping Sección 2F. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR). Tercera edición, Abril 2012.	Numeral 5.1.3.6

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

			Todas	
API MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards - American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo, Manual de Estándares de Medición de Petróleo	<p>API MPMS, Capítulo 4 para probadores</p> <p>API MPMS, Capítulo 5 para medidores. Primera edición Oct 2012</p> <p>API MPMS, Capítulo 8, Sección 2 para muestreo dinámico. Segunda edición Oct 1995.</p> <p>API MPMS, Capítulo 11, para factores de corrección del volumen del hidrocarburo líquido por temperatura y presión. Addendum 1 reafirmado Agosto 2012</p> <p>API MPMS, Capítulo 12, Sección 2, Partes 1, 2, 3, 4 y 5, para cifras significativas y jerarquía de precisión, definición de los términos y procesos de cálculo de cantidades de hidrocarburos por medición dinámica. Tercera Edición, 2013, reafirmada 2010</p> <p>API MPMS Capítulo 21 sección 2 Medición Electrónica de Volumen líquido usando medidores de Turbina y Desplazamiento Positivo. Estándar API 2560 Reconciliación de cantidad en Oleoducto</p> <p>"Todas"</p>	<p>Numerales 21.2.3 21.4</p>

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

AGA	American Gas Association	Asociación Americana del Gas	AGA 3 AGA 7 AGA 8 AGA 9 AGA 11 "Todas"	Numeral 21.4.1.3
ANSI	American National Standards Institute	Instituto Americano de Normas.	ANSI B.109.1 ANSI B.109.3 ANSI B.109.2 "Todas"	Numeral 21.4.1.3
ISO Estándar 5167	International Organization for Standardization	Organización Internacional de Normalización	ISO Estándar 5167 "Todas"	Numeral 21.4.1.3
ISO NTC 17050	International Organization for Standardization	Organización Internacional de Normalización	ISO Estándar 17050 "Todas"	Artículo 25
GPSA	Gas Processors Suppliers Association	Gas procesadores de Asociación de Proveedores	GPSA 2145. "Todas"	Numeral 21.4.1.3
ASTM	American Society for Testing and Materials	ASTM Internacional – Antes conocida como Sociedad Americana de Ensayos y Materiales (ASTM D-287. Tercera Edición, Diciembre de 2012 ASTM D-1298 ASTM D-4377. Segunda edición 2012, REAFIRMADA ASTM D-473 Tercera edición Mayo 2008. ASTM D-3230 ASTM D-4294 "Todas"	Numerales 5.1.7.1 5.1.7.2 5.1.7.3 5.1.7.4 5.1.7.5 5.1.7.6
API MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards - American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo, Manual de Estándares de Medición de Petróleo	API MPMS 20.1 "Todas"	Numeral 22.2.1
API MPMS	Manual of Petroleum Measurement	Instituto Americano del Petróleo, Manual de	API MPMS 12.3 Primera edición oct 2012	Numeral 21.2.3

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

	Standards American Petroleum Institute	-	Estándares de Medición de Petróleo	“Todas”	
--	---	---	--	---------	--