en las normas que establezcan el régimen sancionatorio o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

TÍTULO 8
DISPOSICIONES FINALES

Artículo 23. *Actualización de información de pozos sujetos a abandono.* El operador, dentro de los 6 meses siguientes a la fecha de publicación de la presente resolución, actualizará la información relacionada con pozos inactivos y pozos en estado de suspensión temporal de cada uno de los campos y contratos que administre, especificando si el pozo será reactivado o abandonado, así como la fecha desde la cual permanece en estado de inactividad o suspensión temporal. De igual manera, las acciones y plazos de intervención propuestos o ya programados para el abandono o reactivación de pozos.

La información deberá ser entregada al Ente de Fiscalización quien concertará, por una única vez, con los operadores el desarrollo de programas o campañas de:

- i. abandono, involucrando todos aquellos pozos que a la fecha de la actualización de información se hayan identificado por parte de los operadores como objeto de abandono;
- ii. suspensión temporal de pozos, involucrando todos aquellos pozos que a la fecha de la actualización de información se hayan identificado como objeto de suspensión.

El Ente de Fiscalización verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos y su inobservancia dará a lugar a la aplicación inmediata de las sanciones establecidas en la normatividad vigente.

Artículo 24. *Transición.* Los pozos que fueron abandonados antes de la entrada en vigencia de la presente resolución no tendrán que ser intervenidos nuevamente para dar cumplimiento a lo establecido en la presente resolución, salvo que se presenten fugas en superficie o se adelanten operaciones de re-entry.

Los pozos que se encuentran suspendidos temporalmente a la fecha de expedición de la presente resolución, mantendrán tal condición de conformidad con el permiso otorgado por el Ente de Fiscalización.

Las solicitudes de suspensión temporal de pozos que se hayan radicado ante el Ente de Fiscalización antes de la expedición de la presente resolución continuarán su trámite en los términos definidos en las normas vigentes al momento de su radicación.

Las zonas o intervalos de pozos activos que fueron abandonados previamente y que cumplieron con la normatividad vigente al momento de la operación, no tendrán que ser aislados nuevamente bajo los estándares aquí definidos. Todas las operaciones que en estos pozos se adelanten con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución deberán ser realizadas bajo el estándar vigente.

Artículo 25. *Comunicaciones.* Por la Dirección de Hidrocarburos comuníquese la presente resolución a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), y a la Dirección General Marítima (DIMAR).

Artículo 26. *Derogatorias.* La presente resolución deroga el artículo 32 de la Resolución 181495 de 2009, el artículo 6 de la Resolución 40048 de 2015 y las demás disposiciones que le sean contrarias.

Artículo 27. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 7 de julio de 2022.

El Ministro de Minas y Energía,

Diego Mesa Puyo.
(C.F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 40236 DE 2022

(julio 7)

por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional.

El Ministro de Minas y Energía, en uso de las facultades legales y en especial las conferidas en el artículo 7° de la Ley 2056 de 2020, el artículo 2° del Decreto 381 de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con el numeral 8 del artículo 2° del Decreto 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía “[e]xpedir 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 numeral 2 del literal A), del artículo 7° de la Ley 2056 de 2020 dispuso que corresponde al Ministerio de Minas y Energía, entre otras funciones, “[e]stablecer los lineamientos para el ejercicio de las actividades de (...) la fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, procurando el aseguramiento y optimización de la extracción de los recursos naturales no renovables, atendiendo las mejores prácticas de la industria”.

Que el artículo 1° de la Resolución 8 0245 de 1994 estableció el método ASTM D-4377 Agua en Crudos por Titulación (Karls Fischer) para determinar el contenido de agua y sedimentos en el petróleo crudo.

Que la Resolución 181495 de 2009, modificada parcialmente por la Resolución 40048 de 2015, fijó medidas para regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Que el artículo 37 de la Resolución 181495 de 2009, establece los requerimientos generales para la aprobación de los sistemas de medición.

Que mediante Resolución 40048 de 2015 se establecieron medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales en el territorio nacional. Entre estas, dispuso en su artículo 7° que el Ministerio de Minas y Energía señalará los requerimientos que deben cumplir los equipos de medición de hidrocarburos.

Que el Ministerio de Minas y Energía mediante Contrato GGC-463-2121 contrató en el mes de abril de 2021 los servicios de una consultoría para llevar a cabo la revisión y propuesta de modificación de la Resolución 41251 de 2016, por medio de la cual se establecieron los requisitos mínimos que deben cumplir los operadores para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se producen en el país, para prevenir las prácticas que pueden inducir a errores en el cálculo de las regalías y contraprestaciones económicas a favor del Estado.

Que, de acuerdo con los resultados de la consultoría, es necesario expedir una nueva reglamentación que contemple las recientes normas técnicas internacionales para la medición de hidrocarburos, con el fin de actualizar los requisitos y requerimientos que deben cumplir las empresas que desarrollan labores de exploración y producción de hidrocarburos. Lo anterior, con el fin de determinar los lineamientos técnicos que permitan ejercer control sobre la medición de la producción de hidrocarburos en cuanto a calidad y cantidad, para efectos de la liquidación de las regalías y demás contraprestaciones que se generen por la explotación de hidrocarburos.

Que, una vez realizado el análisis correspondiente y diligenciado el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio, la Dirección de Hidrocarburos concluyó que el presente acto administrativo no tiene incidencia sobre la libre competencia, por lo que no se requiere el concepto a que hace referencia el Capítulo 30 “Abogacía de la Competencia”, del Decreto 1074 de 2015, reglamentario del artículo 7° de la Ley 1430 de 2009.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8° de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con las Resoluciones 40310 y 41304 de 2017, el texto del presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía durante los días 11 al 26 de abril de 2022. Los comentarios recibidos de la ciudadanía fueron debidamente analizados y se tuvieron en cuenta aquellos que en consideración de este Ministerio resultaron pertinentes.

Que, por lo anterior,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Objeto.* La presente resolución tiene por objeto establecer los requisitos que deben cumplir los Operadores para la correcta medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se produzcan en el territorio nacional.

Artículo 2°. *Ámbito de aplicación.* Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplican a la medición del volumen y determinación de la calidad de todos los hidrocarburos líquidos y gaseosos, así como la calidad y cantidad del agua de producción que se recupere en pozos y Campos productores ubicados en el territorio nacional, en todas las fases o etapas.

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

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.

Aseguramiento Metrológico. Conjunto de actividades enfocadas a garantizar los resultados de la medición dentro de los límites de Incertidumbre requeridos para el fin previsto.

ASTM. American Society for Testing and Materials - Sociedad Americana para Ensayos y Materiales.

Balance Volumétrico. Operación que se realiza para determinar los valores y controlar las entradas, salidas, cambios de inventario, consumo, pérdidas, entre otros aspectos, de un producto en una determinada Facilidad, en modo de volumen y calidad a Condiciones Estándar.

Boca de Pozo. Lugar en superficie donde se encuentra ubicado un pozo productor de hidrocarburos. Para efectos de asignación de volumen y calidad de los fluidos de producción se tomará la Facilidad donde se tratan y separan los fluidos provenientes de un Campo petrolero.

BPD. Abreviación de la unidad de flujo Barriles por día.

Calibración. Operación que bajo condiciones especificadas establece: i) en una primera etapa, una relación entre los valores y sus Incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida y las correspondientes indicaciones con sus Incertidumbres asociadas; y, ii) en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un Resultado de Medida a partir de una indicación.

Campo. Superficie delimitada del Área en cuyo subsuelo existen uno o más Yacimientos de Hidrocarburos agrupados o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica. Tratándose de Yacimientos No Convencionales o de Acumulaciones en Rocas Generadoras, es también una superficie delimitada del Área, en cuyo subsuelo existe Acumulación de Hidrocarburos asociada al drenaje de influencia generado por la estimulación de uno o más Yacimientos.

Clúster. Área física donde se encuentra más de un pozo y/o confluyen los fluidos provenientes de varios pozos.

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° API.

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 (60,0 °F) y a la presión de ciento un mil trescientos veinticinco pascales en unidades de presión absoluta (101.325 Pa), equivalente a catorce coma seiscientos noventa y seis libras por pulgada cuadrada absoluta (14,696 psia) para hidrocarburos líquidos.

Para el gas natural 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 ciento un mil ocho pascales en unidades de presión absoluta (101.008 Pa), equivalente a catorce coma sesenta y cinco libras por pulgada cuadrada absoluta (14,65 psia).

Confirmación Metrológica. Conjunto de operaciones requeridas para asegurar que el equipo de medición cumple con los requisitos correspondientes a su uso previsto, según lo establece el artículo 2.2.1.7.14.4. "Fases de control metrológico" del Decreto 1595 de 2015, o las normas que lo sustituyan, adicionen o deroguen. La Confirmación Metrológica incluye la Calibración y Verificación, ajuste o reparación necesaria, y la subsiguiente recalibración, la comparación con los requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Crudos Pesados. Son todos los hidrocarburos líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15°) API, conforme lo define la Ley 756 de 2002 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

EN. European Standard - Norma Europea.

Ente de Fiscalización. El Ente de Fiscalización es aquella entidad a quien la ley le haya dado la competencia de fiscalizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, en los términos de la Ley 2056 de 2020, o de aquella que la modifique o sustituya.

Envolvente de Operación. Descripción del desempeño esperado de un Medidor multifásico en caudales de líquido y gas, fracción de volumen de gas y relación agua - líquido.

Estimación a Prorrata. Corresponde a la medición muestral de un segmento del flujo de fluidos de producción en Boca de Pozo mediante sistema de separador, tanques y medidores, o mediante medidores o sistemas de medición másica.

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

Facilidad. Conjunto de equipos y elementos por medio de los cuales se realiza el proceso de recolección, separación, tratamiento, almacenamiento, Fiscalización y entrega de los fluidos de producción de los pozos.

Fiscalización. En concordancia con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020, la Fiscalización hace referencia, entre otros aspectos, a la determinación y Verificación efectiva de los volúmenes de producción de hidrocarburos, derivados de los contratos, convenios y demás figuras que por mandato legal permiten su exploración y explotación.

GPA. Gas Processors Association - Asociación de Procesadores de Gas.

GLP. Gas Licuado de Petróleo.

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

IEC. International Electrotechnical Commission - Comisión Electrotécnica Internacional.

INM. Instituto Nacional de Metrología.

ISO. International Organization for Standardization - Organización Internacional de Normalización.

KPCD. Abreviación de la unidad de flujo miles de pies cúbicos por día.

Medición Dinámica. Proceso mediante el cual se determina la cantidad y calidad de hidrocarburos en movimiento mediante uno o varios instrumentos de medición, cumpliendo con las normas y estándares definidos en la presente resolución.

Medición Estática. Proceso mediante el cual se determina la cantidad y calidad de hidrocarburos líquidos contenidos en tanques de almacenamiento en estado de reposo, siguiendo las normas y estándares definidos en la presente resolución.

Medición de Referencia. Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros sistemas de medición con menor Incertidumbre de medida, cuya finalidad es establecer los principios para determinar los valores producidos.

Medición Oficial. Resultado de la medición de volumen y determinación de la calidad de hidrocarburos obtenida en los Puntos de Medición Oficial y de muestreo oficial.

Medición Operacional. Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos durante los procesos operativos de producción que se realizan en el Campo sin propósitos de Transferencia.

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, aguas abajo de un separador. Podrán utilizarse para este fin, en casos especiales y con previa autorización del Ente de Fiscalización, otros métodos como software especializados, ecuaciones de estado, curva de declinación, curva IPR o registros de producción, simuladores basados en balances másicos/termodinámicos, dependiendo de la complejidad de los yacimientos; dejando expresa la periodicidad con la que se verificará el cumplimiento de estos.

Medición por Diferencias. Determinación de una cantidad no medida, por diferencias entre dos o más cantidades medidas en una misma Facilidad y que se utiliza como medición de asignación o prorrateo, según estipulaciones de esta resolución.

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.

Medidor de Flujo Multifásico. MPFM. Multiphase Flow Meter. Dispositivo que puede registrar tasas de flujo de fluidos individuales de petróleo y gas cuando pasa más de un fluido a través de una línea de conducción.

Mensurando. Magnitud que se desea medir.

Normas Técnicas Oficializadas. De conformidad con el artículo 72 de la Ley 1480 de 2011, las Normas Técnicas Oficializadas, también denominadas normas técnicas oficiales obligatorias, son aquellas que se vinculan o a las que se hace referencia, en alguna norma legal o reglamentaria, las cuales se deben entender como parte integrante del respectivo reglamento técnico.

NIST. Sigla para el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) de Estados Unidos.

NTC. Norma Técnica Colombiana.

OIML. Organización Internacional de Metrología Legal.

ONAC. Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

Operador. Persona jurídica Individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de Exploración y Evaluación, en cumplimiento de Contrato de Evaluación Técnica (TEA); de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, en ejecución de Contrato de Exploración y Producción (E&P), o Especial; la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con el Ente de Fiscalización, así como de asumir el liderazgo y la representación del Consorcio o, Unión Temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, tratándose de Contratistas Plurales. Igualmente, se entenderá por Operador el responsable que, en el marco de un contrato de asociación o de cualquier otro esquema asociativo suscrito con Ecopetrol S. A., le corresponda conducir las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos y de asumir la representación ante el Ente de Fiscalización.

Patrón de Referencia. Patrón designado para la Calibración de patrones de magnitudes de la misma naturaleza, en una organización o lugar dado.

Prestador de Bienes y Servicios. Aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de exploración y producción, asociación, de producción incremental, de explotación de Campos descubiertos no desarrollados o Campos inactivos o de cualquier otra naturaleza, tanto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos como con Ecopetrol S. A.

Puntos de Medición Oficial (PMO). Puntos aprobados por el Ente de Fiscalización, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a Condiciones Estándar, para efectos de determinar los volúmenes de petróleo y gas base para el cálculo de las regalías.

Puntos de Muestreo Oficial. Puntos aprobados por el Ente de Fiscalización para la toma de muestras representativas para Medición Oficial o para medición de asignación y prorrateo en Boca de Pozo.

RUT. Hace referencia al Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, el cual está desarrollado en el conjunto de disposiciones adoptadas por la CREG mediante la Resolución CREG 071 de 1999 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Resultado de Medida. Conjunto de valores de una magnitud atribuidos a un Mensurando, acompañados de cualquier otra información relevante disponible. El resultado de una medición se expresa generalmente como un valor medido único y una Incertidumbre de medida.

Sistema de Medición de Hidrocarburos. Conjunto de equipos e instrumentos que intervienen en la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos, conforme al método de medición estático o dinámico establecido, que cuenta con Verificación y Calibración vigente y cumple con los niveles de Incertidumbre exigidos.

SNT. Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

SOLAR. Sistema Oficial de Liquidación y Administración de Regalías, adoptado y administrado por la ANH.

Totalizadores de Producción. Equipos y sistemas de Medición Estática o Dinámica mediante los cuales se cuantifica la producción total de un Campo o Clúster de pozos de un Campo.

Transferencia. Acción mediante la cual se entregan física y operativamente los hidrocarburos, cediendo su custodia.

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

Terceros Especializados. Personas naturales o jurídicas con formación y experiencia demostrable en el sector de hidrocarburos, en labores de medición, determinación de calidad, auditoría e interventoría, según las exigencias establecidas en la presente resolución.

Validación. Determinación de la capacidad de cumplimiento de los requisitos especificados por una norma o procedimiento.

Verificación. Determinación, a través de evidencia objetiva de un determinado equipo, instrumento, procedimiento, proceso o sistema que satisface requerimientos previamente especificados.

VFM. Medidor de flujo virtual. Corresponde a un método de determinación de la tasa de producción de un pozo productor, basado en cálculos en tiempo real empleando modelos físico-químicos de flujo continuo en conjunto con datos de instrumentación y sensores de proceso en cada pozo.

Volumen Muerto. Volumen mínimo de hidrocarburos líquidos y de agua requerida para que permanentemente se viabilice la operación de una Facilidad, mediante el llenado de líneas de tubería, vasijas o tanques que están ubicados entre la Boca de Pozo y el punto de Medición Oficial. El Volumen Muerto incluye igualmente el volumen que permanece inmóvil durante la evaluación y la explotación del Campo en algunas partes internas de sus Facilidades, equipos o tubería, y que debe ser sometido a tratamiento para poder ser fiscalizado durante las etapas de evaluación y explotación de cada Campo.

TÍTULO 2.

REQUISITOS PARA LA MEDICIÓN DEL VOLUMEN Y DETERMINACIÓN DE LA CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS.

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

1. Adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos de conformidad con lo establecido en la presente resolución.
2. Contar como mínimo en cada Campo, con un sistema de medición del volumen y determinación de calidad de los hidrocarburos y del agua de producción que se extraiga por yacimiento o por la unidad autorizada por el Ente de Fiscalización, cumpliendo con los requisitos establecidos en la presente resolución.
3. Mantener los equipos e instrumentos requeridos para la medición del volumen de hidrocarburos y el agua de producción y, para la determinación de calidad de hidrocarburos en cumplimiento de un plan de Aseguramiento Metrológico, a partir de patrones calibrados y trazables a entidades acreditadas.
4. Elaborar y aplicar un manual de medición del volumen y determinación de calidad de hidrocarburos para los procesos y sistemas de medición que opere, que incluya procedimientos escritos y cronogramas de Calibración, Verificación y mantenimiento de los instrumentos y equipos que hacen parte del sistema, disponibles para Verificación del Ente de Fiscalización.

5. Diseñar e implementar un plan de mantenimiento para todos los equipos e instrumentos involucrados en el proceso de medición de volumen y determinación de calidad en los Puntos de Medición Oficial y de prueba.
6. Llevar en una bitácora física y digital o en la herramienta digital que disponga el Ente fiscalizador, los registros diarios de todas las actividades de gestión de medición, incluyendo capacitaciones, calibraciones, verificaciones, mantenimientos, reparaciones, cambios de equipos e instrumentos de los sistemas de medición y laboratorio, reuniones de revisión gerencial y de gestión de no conformidades y auditorías, entre otras actividades. Así mismo, la bitácora, deberá permitir el registrar los cambios, modificaciones, sustituciones y/o ajustes a su propio contenido para efectos de guardar Trazabilidad y consistencia de la información. Dicha bitácora podrá ser exigible por el Ente de Fiscalización en cualquier momento.
7. Contar con personal competente tanto para la realización de procedimientos de medición y muestreo, como para el desarrollo de las pruebas de laboratorio, documentando la competencia de las personas encargadas de operar los equipos y realizar los ensayos de los parámetros de calidad del hidrocarburo y las calibraciones y/o verificaciones requeridas. La competencia del personal deberá acreditarse mediante certificados o capacitaciones que cuenten con una vigencia mínima de un (1) año.
8. Nombrar un representante de la dirección o encargado de la gestión volumétrica y de medición, responsable ante el Ente de Fiscalización. Para estos efectos se requiere informar previamente al Ente de Fiscalización y contar con su aceptación.
9. El representante del operador será el encargado de atender en los tiempos que lo indique el Ente de Fiscalización las solicitudes de información sobre sus sistemas y procedimientos para la medición de cantidad y determinación de la calidad de los hidrocarburos.
10. En toda Facilidad, deberá mantener 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 y los Puntos de Muestreo Oficial.

Parágrafo 1°. Para el caso de los Puntos de Medición Oficial que entreguen gas al SNT aplicarán las obligaciones establecidas en el presente artículo y todas las establecidas en el Reglamento Único de Transporte (RUT) en materia de medición.

Parágrafo 2°. Para efectos de la presente resolución también se extenderán los derechos y obligaciones a los prestadores de bienes y servicios que se encuentren relacionados con las actividades de medición descritas en este acto administrativo.

Artículo 5°. *Medición del volumen de los hidrocarburos.* La Medición Oficial del volumen de los hidrocarburos que se recupere en todo pozo o Campo productor podrá ser Estática o Dinámica, dependiendo del tipo y características del fluido a medir y los volúmenes a manejar.

La Medición Estática y Dinámica deberá realizarse de acuerdo con los equipos y procedimientos descritos en las Normas Técnicas Oficializadas que se señalan en el ANEXO 1.

Parágrafo. Durante el desarrollo de pruebas iniciales de producción o pruebas extensas de producción, se podrán utilizar equipos y Facilidades instaladas de forma transitoria, cumpliendo con los lineamientos de la presente resolución y previa aprobación del Ente de Fiscalización.

Artículo 6°. *Determinación de calidad de los hidrocarburos líquidos.* Para efectos de determinar la calidad de los fluidos que se producen, el Operador deberá contar con un laboratorio que realice los ensayos requeridos cumpliendo con los requisitos técnicos de la norma ISO/IEC 17025 o aquella que la modifique o sustituya, sin necesidad de estar acreditado y que cuente como mínimo con los siguientes elementos:

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

Parágrafo 1°. El Operador podrá contratar los servicios de un laboratorio externo para la determinación de parámetros de calidad, que cumpla los requisitos de la norma ISO/IEC 17025.

Parágrafo 2°. La medición del contenido de agua y gravedad API deberá realizarse diariamente sobre el crudo que sea cuantificado en los Puntos de Medición Oficial. La determinación del contenido de sedimentos deberá efectuarse como mínimo cada trimestre o cuando cambien las condiciones de producción. El ensayo de contenido de azufre deberá realizarse con frecuencia semestral. El contenido de sal deberá medirse diariamente siempre o cuando se realicen operaciones de entrega y/o Transferencia de custodia.

Parágrafo 3°. La determinación del contenido de agua en petróleo crudo en Puntos de Medición Oficial se realizará utilizando el método de titulación potenciométrica o volumétrica Karl Fischer (ASTM D 4928).

Artículo 7°. *Determinación de calidad de los hidrocarburos gaseosos.* Para determinar la calidad de los hidrocarburos gaseosos se deberá establecer, entre otros, la densidad, composición y poder calorífico. En los Puntos de Medición Oficial se deberá realizar como mínimo, una cromatografía semestral hasta los hidrocarburos C6+. Los ensayos de calidad se deberán realizar sobre muestras representativas tomadas en los Puntos de Muestreo Oficial, según la norma API MPMS Capítulo 14.1 última versión, u otra equivalente.

Parágrafo 1°. El Ente de Fiscalización de manera motivada, podrá establecer por razones técnicas en algunos casos un requisito de ensayo cromatográfico hasta C12+, así como una modificación a la frecuencia del ensayo.

Parágrafo 2°. Para los Puntos de Medición Oficial que entreguen al SNT, el análisis de la calidad del gas se realizará de acuerdo con lo establecido en el RUT.

Artículo 8°. *Calidad de los hidrocarburos líquidos en el punto de Medición Oficial.* Para establecer la calidad de los hidrocarburos líquidos se deberá determinar como mínimo la gravedad API, el contenido de agua y sedimentos, el contenido de sal y el contenido de azufre.

Los hidrocarburos líquidos en el punto de Medición Oficial deberán propender por cumplir con las siguientes características de calidad:

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

Parágrafo 1°. Los ensayos de calidad se deberán realizar sobre muestras representativas tomadas en el punto de muestreo oficial, según requisitos de la norma API MPMS Capítulo 8.

Parágrafo 2°. En el evento en que no se logre obtener un producto dentro del 0,5% de contenido de agua y sedimentos, dicha condición deberá ser informada al Ente de Fiscalización.

Parágrafo 3°. Para los Puntos de Medición Oficial que entreguen a los transportadores del servicio público de transporte de crudo, el análisis de la calidad del crudo se realizará de acuerdo con lo establecido en la Resolución 72145 de 2014 o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan, en relación con la actividad de transporte de crudo.

Artículo 9°. *Calidad de los hidrocarburos gaseosos en el punto de Medición Oficial.* Los hidrocarburos gaseosos que sean medidos en Puntos de Medición Oficial y entreguen al SNT deberán cumplir con las condiciones contractuales establecidas por las partes del contrato de entregas, o las condiciones del SNT.

Parágrafo. Para los Puntos de Medición Oficial que entreguen al SNT, el análisis de la calidad del gas se realizará de acuerdo con lo establecido en el RUT.

Artículo 10. *Sistemas de medición compartidos.* Uno o más Operadores podrán hacer uso de sistemas de medición compartidos en dos o más Campos, aun cuando sean de diferentes contratos y/o convenios de explotación, siempre y cuando se garantice la medición efectiva de los volúmenes de producción y su calidad, previa autorización del Ente de Fiscalización. En todo caso, cada Campo deberá contar con un totalizador de producción o un procedimiento que permita determinar los volúmenes producidos de acuerdo con lo establecido en la definición de Medición por Asignación consignada en el artículo 3° de la presente resolución. El solicitante u operador deberá solicitar al Ente de Fiscalización, la autorización para utilizar sistemas de medición compartidos.

Para efectos de emitir la autorización de la que trata este artículo, el solicitante deberá presentar al Ente de Fiscalización, como mínimo: (i) un estudio que demuestre que los sistemas de medición unificados satisfacen el límite de Incertidumbre de medición establecido en el Título 9 de la presente Resolución, (ii) la metodología que garantice la medición efectiva de los volúmenes de producción y calidad de cada Campo la cual estará sujeta a aprobación o modificación por parte del Ente de Fiscalización

Parágrafo 1°. El Ente de Fiscalización autorizará la utilización de sistemas de medición compartidos y podrá determinar las condiciones y el procedimiento para emitir y/o negar la autorización de la que trata el presente artículo.

Parágrafo 2°. En el caso en el cual, la solicitud para hacer uso de sistemas de medición compartidos recaiga sobre Campos que tienen diferente potencial de producción, se tomará como base el campo de mayor producción para determinar el límite de incertidumbre establecido en el Título 9 de esta Resolución.

Parágrafo 3°. En caso en que el Ente de Fiscalización apruebe el sistema de medición compartido, los Operadores deberán caracterizar la calidad de los hidrocarburos por cada Campo antes de la mezcla con corrientes de otros campos.

Parágrafo 4°. En caso en que el Ente de Fiscalización apruebe el sistema de medición compartido y este cuente con volúmenes de producción provenientes de diferentes formaciones, deberá especificarse el volumen y determinar la calidad de los fluidos por cada formación.

Parágrafo 5°. El Operador a cargo de la Facilidad de medición de uso compartido será quien responda ante el Ente de Fiscalización o quien haga sus veces, por la operación de los equipos de dicha Facilidad o cierre de hallazgos que de la misma operación se puedan derivar.

TÍTULO 3.

REQUISITOS PARA EL REPORTE DE LA PRODUCCIÓN

Artículo 11. *Normas Técnicas Oficializadas.* Para los propósitos del artículo 72 de la Ley 1480 de 2011 y aquellas que la modifiquen, actualicen o deroguen, las Normas Técnicas Oficializadas que deberán ser observadas por el Operador para las actividades de medición que establezcan en sus diseños operativos, son las que se relacionan en el Anexo 1 de la presente resolución.

Artículo 12. *Cifras significativas y conversión a Sistema Internacional de Unidades (SI) aplicables a los volúmenes calculados.* Las cifras significativas con las cuales se deberán reportar los resultados que se obtengan para cada una de las variables de los modelos de medición observarán lo establecido en la versión vigente de las normas API MPMS 12.1.1. (Medición Estática) y API MPMS 12.2 (Medición Dinámica).

Parágrafo. Para la conversión de unidades se deberán emplear las ecuaciones descritas en la versión vigente de las normas API MPMS 11.5.1, 11.5.2 y 11.5.3. Para la conversión de las cantidades a unidades del Sistema Internacional (SI) se deberán aplicar las correlaciones que establezca la versión vigente de la norma técnica API MPMS Capítulo 15, Apéndice A.

TÍTULO 4.

MODELOS DE MEDICIÓN Y NORMAS TÉCNICAS APLICABLES.

CAPÍTULO 1.

Medición Estática

Artículo 13. *Modelo de Medición Estática para hidrocarburos líquidos.* El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar obtenido luego de descontar el contenido de agua y de sedimentos suspendidos, deberá calcularse de conformidad con lo establecido en la Tabla 1, del Anexo 2, de la presente resolución denominada “Actividades Críticas de la Medición Estática de Hidrocarburos Líquidos”.

Artículo 14. *Tanques de almacenamiento para Medición Oficial.* Se podrán utilizar como Puntos de Medición Oficial de los hidrocarburos líquidos producidos previa autorización del Ente de Fiscalización, tanques que cumplan con los siguientes requerimientos de las Normas Técnicas Oficializadas del Anexo 1 de la presente resolución. Adicionalmente:

1. Contar con los accesorios y dispositivos de seguridad, protección catódica, conexión a tierra, válvulas de presión y vacío, válvula de control de venteo, cajas de drenajes y recolección de goteos menores, diques, compuertas de acceso al tanque, boquillas de entrada para operaciones de medición y muestreo manual, líneas de entrada y salida que eviten caídas libres y salpicaduras de líquido, entre otros. Se deberán tomar las medidas necesarias para evitar contaminación de los suelos en caso de derrames.
2. Llevar a cabo el proceso de Calibración y aforo para tanques cilíndricos verticales y horizontales por organismos especializados, debidamente acreditados en la última versión de la norma ISO/IEC 17025 o aquella que la modifique o sustituya por el ONAC o por un organismo de acreditación que haga parte de los acuerdos de reconocimiento multilateral suscritos por este, para realizar aforos de tanques utilizando los métodos o procedimientos contenidos en las Normas Técnicas Oficializadas del Anexo 1 de esta resolución, cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 2 del Anexo 2, denominada “Actividades críticas de los aforos de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos”.
3. En aquellos Campos donde se recuperen productos blancos líquidos provenientes del tratamiento del gas, tales como propano, butano, GLP o gasolina, y dichos volúmenes deban ser considerados dentro del Balance Volumétrico o másico de los Campos, las tablas de aforo de los tanques en donde se almacenen dichos productos deberán expresar los volúmenes en galones americanos.
4. Todo tanque de Medición Oficial deberá estar provisto de una placa de metal que permita su identificación y que contenga como mínimo la siguiente información: fecha de aforo, ente aforador, constructor, capacidad nominal, altura de llenado máximo y altura de referencia.

Parágrafo. Los tanques de tratamiento de los hidrocarburos, entre estos, los separadores, deshidratadores, desgomadores y desemulsificadores, no podrán ser aceptados como Puntos de Medición Oficial y Transferencia de custodia.

CAPÍTULO 2.

Medición Dinámica

Artículo 15. *Modelo de Medición Dinámica para hidrocarburos líquidos.* El Operador deberá determinar el volumen de hidrocarburos que fluye a través de un medidor de flujo siguiendo los lineamientos establecidos en la norma técnica oficializada que corresponda según el Anexo 1 de la presente resolución y cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 3 del Anexo 2 de la presente resolución denominada “Actividades críticas de la medición dinámica de hidrocarburos líquidos”.

Artículo 16. *Modelos de medición para hidrocarburos gaseosos.* Los modelos de medición que deben ser utilizados para la determinación del volumen de hidrocarburos gaseosos serán los establecidos en:

- i. Las normas referidas en el RUT cuando se trate de gas inyectado al SNT; o
- ii. Las Normas Técnicas Oficializadas del Anexo 1 de la presente resolución para cada tipo de Medidor, cuando se trate de gas no inyectado al SNT, previa aprobación del Ente de Fiscalización.

Todo el gas producido deberá ser medido en forma continua y deberá llevarse un registro diario físico y/o electrónico de conformidad con lo establecido en la norma técnica oficializada que corresponda a cada equipo o sistema de medición, y cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 4 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “Actividades críticas de la medición dinámica de gas natural”.

La Medición Estática de gas Condensado deberá observar las Normas Técnicas Oficializadas que correspondan y cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 5 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “Actividades críticas de la medición estática de hidrocarburos Condensados”.

Parágrafo 1°. Los volúmenes de gas que se utilicen en la Facilidad de producción para levantamiento artificial o reinyección al yacimiento, consumo en las operaciones, entregas a planta de procesamiento, generación de energía y quema deberán ser medidos de conformidad con los equipos y procedimientos de las Normas Técnicas Oficializadas que correspondan.

Parágrafo 2°. Toda quema de gas deberá ser aprobada previamente por el Ente de Fiscalización de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022, “por la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos” o la norma que la modifique, sustituya o derogue.

Parágrafo 3°. A solicitud documentada del Operador, el Ente de Fiscalización podrá admitir la cuantificación de una de las corrientes de gas del Balance Volumétrico o másico mediante “medición por diferencias” respecto de las demás corrientes de gas. En su solicitud, el Operador deberá demostrar que las Incertidumbres de las demás corrientes del balance de gas no subestiman o sobreestiman el volumen de la corriente que se cuantifica por medición por diferencias, en especial los flujos de las corrientes de gas de reinyección, consumo o quemas a la atmósfera, por sus implicaciones en materia de ingeniería de yacimientos, regalías y medio ambiente, respectivamente.

CAPÍTULO 3.

Medición Multifásica

Artículo 17. *Medición multifásica.* Se podrán utilizar medidores de flujo multifásico (MPFM) fijos o portátiles para medición de asignación o para la realización de pruebas de pozo en lugar de separadores de prueba, siempre y cuando su diseño, instalación, operación, mantenimiento, Calibración, Verificación e Incertidumbre, que observen las especificaciones de la norma técnica oficializada que corresponda para equipos que empleen fuentes radioactivas, los requerimientos de esta resolución y aquellos establecidos por la regulación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, o la autoridad que corresponda.

Para el uso de MPFM se deberá presentar solicitud de aprobación al Ente de Fiscalización.

Parágrafo 1°. Como requisito para la aprobación de uso de MPFM se deberán realizar al menos 10 corridas comparativas de volumen contra equipos de well testing y tanques en pozos representativos del Campo. El MPFM y los equipos de well testing y tanques deberán estar ubicados dentro del área de la locación del pozo o Clúster de pozos. El informe de resultados deberá reportar como mínimo el error relativo entre la indicación del MPFM y la indicación del well testing y tanques con respecto a la medición de cantidad de agua, crudo y gas empleando el procedimiento establecido en las Normas Técnicas Oficializadas API MPMS 20.3 y 20.5, cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 6 del Anexo 2 de la presente resolución denominada “Actividades críticas de la medición multifásica de la producción en Boca de Pozo”.

Parágrafo 2°. Los sistemas de medición de gas y de crudo en el well testing y tanques deberán cumplir con los lineamientos señalados en las Normas Técnicas Oficializadas

API MPMS 20.3 y 20.5, cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 6 del Anexo 2 de la presente resolución.

Parágrafo 3°. Los MPFM deberán ser empleados solo en aquellas corrientes de flujo que se encuentren dentro de su Envolvente de Operación, observando el requisito de aprobación en el parágrafo previo y el límite del Factor de Campo.

CAPÍTULO 4.

Otras Operaciones de Medición

Artículo 18. *Medición de agua de producción.* Toda el agua de producción separada como fase independiente deberá cuantificarse mediante medidores de flujo o mediciones en tanques aforados antes de su disposición o uso final, de acuerdo con los lineamientos de las Normas Técnicas Oficializadas API MPMS 20.2 y 20.5, cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 6 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “Actividades críticas de la medición multifásica de la producción en Boca de Pozo”.

TÍTULO 5.

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y BALANCES DE CAMPO.

Artículo 19. *Determinación de la producción neta en Boca de Pozo.* La producción neta de un Campo en Boca de Pozo se determina observando las instrucciones de la norma técnica oficializada API MPMS 20.1, cuya ecuación y elementos críticos se presentan en la sección 1, Tabla 7 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “Actividades Críticas de la Determinación de la Producción en Boca de Pozo”.

Artículo 20. *Determinación de la producción fiscal neta del Campo.* La producción fiscal neta de un Campo se determina observando las instrucciones de la norma técnica oficializada API MPMS 20.1, cuya ecuación y elementos críticos se presentan en la Tabla 7 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “Actividades Críticas de la Determinación de la Producción en Boca de Pozo”.

Parágrafo. Las pérdidas de procesamiento son inherentes a la operación del Campo y se determinan mediante balances volumétricos o másicos, fórmulas de evaporación de hidrocarburos livianos de los tanques de almacenamiento, u otras herramientas de buenas prácticas.

Artículo 21. *Determinación del factor de Campo (FC).* El factor de Campo corresponde a la razón entre el valor de producción fiscalizada y el valor teórico o estimado (potencial) de producción, y se calculará a través de la expresión matemática que presenta la Tabla 8 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “Actividades Críticas de la Determinación de Cantidad por Asignación por Pozo Productor”.

Parágrafo. Este factor será calculado diariamente por el Operador de conformidad con lo establecido en el presente artículo y verificado a discreción del Ente de Fiscalización o quien haga sus veces, para lo cual, este último tomará como base la información reportada y validada en el informe diario de producción (IDP) y el cuadro 1A “Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo”.

Artículo 22. *Determinación efectiva del volumen de hidrocarburos producidos por cada pozo.* La determinación efectiva de los volúmenes de hidrocarburos producidos en Boca de Pozo para cada uno de los pozos se efectuará mediante el empleo del “factor de Campo”, de conformidad con las Normas Técnicas Oficializadas API MPMS 20.1 y 20.5, cuyos elementos críticos se presentan en la Tabla 8 del Anexo 2 de la presente resolución.

Artículo 23. *Medición estimada mediante medición continua de los volúmenes de producción.* Consiste en la medición permanente de los volúmenes de fluidos de producción mediante un dispositivo Medidor empleando los procedimientos contenidos en la norma técnica oficializada API MPMS 20.2, a través de las siguientes opciones:

- 1) Medidores de flujo para gas y mediciones en tanques para fluidos líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- 2) Medidores de flujo para gas y líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- 3) Medidor multifásico antes de la etapa de separación de fases.

Artículo 24. *Medición estimada mediante medición a prorrata.* Consiste en la medición de solo una fracción de la producción continua de los fluidos de producción durante las pruebas de pozos, la cual se realizará de conformidad con la norma técnica oficializada API MPMS 20.5 a través de las siguientes opciones:

- 1) Medidores de flujo para gas y mediciones en tanques para fluidos líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- 2) Medidores de flujo para gas y líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- 3) Medidor multifásico antes de la etapa de separación de fases.

Artículo 25. *Corrección volumétrica por encogimiento en Campos que diluyen los Crudos Pesados con nafta o con hidrocarburos livianos.* En las Facilidades en donde se diluyan Crudos Pesados con nafta o cualquier otro hidrocarburo liviano, el cálculo de la producción neta en Boca de Pozo deberá tener en cuenta el efecto de encogimiento del volumen de la mezcla, de acuerdo con los lineamientos de la norma técnica oficializada API MPMS 12.3.

Para los casos en donde la densidad del crudo sea menor a 13,0° API, el Operador deberá presentar la fórmula de corrección de encogimiento debidamente soportada y validada con pruebas de laboratorio en los 6 meses posteriores a la publicación de esta resolución.

Parágrafo 1°. El Operador deberá garantizar que el volumen de nafta o hidrocarburo liviano que se utilice como diluyente sea cuantificado en cada adición, observando las Normas Técnicas Oficializadas y las tablas del Anexo 2 de la presente resolución que le sean aplicables.

Parágrafo 2°. Las ecuaciones deducidas de las pruebas realizadas en laboratorio para determinar el factor de encogimiento deberán verificarse o ajustarse según corresponda, para las diferentes densidades de diluyente que se utilicen en la operación.

Artículo 26. *Conciliación de cifras y reporte de volúmenes muertos.* El Operador deberá ejecutar un procedimiento de conciliación volumétrica de sus entregas diarias, balanceando la producción del Campo con sus entregas o ventas aguas abajo, de conformidad con las Normas Técnicas Oficializadas API MPMS 23.1 y 23.2, y registrando los resultados obtenidos en las respectivas cartas de control. Los elementos críticos de esta conciliación se presentan en la Tabla 9 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “*Actividades Críticas de la Conciliación de la Producción ‘Aguas Abajo’*”.

El Volumen Muerto se calculará como resultado de la suma de:

1. El volumen bruto interno de las líneas de tubería, tanques de tratamiento, vasijas de proceso, localizados entre Boca de Pozo y las Facilidades de tratamiento, y entre estas y el punto de Medición Oficial.
2. El volumen bruto de hidrocarburos líquidos y agua que por razones técnicas nunca pueda llegar al punto de Medición Oficial, salvo cuando pueda recuperarse.

Parágrafo 1°. El Volumen Muerto debe ser reportado en la Cuadro 4 de producción mensual, ministerial, de cada Campo, y en el sistema SOLAR, o en los formatos que para tal propósito destine el Ente de Fiscalización.

Parágrafo 2°. El Operador deberá reportar las modificaciones en el volumen o capacidad de las líneas o vasijas de producción que se dan durante la explotación del Campo y que modifiquen el volumen de crudo que constituye el Volumen Muerto.

Parágrafo 3°. Los volúmenes de crudo que hacen parte de los fondos de los tanques de Medición Oficial forman parte del inventario de crudo.

Parágrafo 4°. Al terminar el contrato por cualquier causa, el Volumen Muerto podrá desplazarse, tratarse y comercializarse cumpliendo las especificaciones señaladas en el presente acto administrativo, particularmente las previstas en este artículo. Una vez el Volumen Muerto haya sido cuantificado en el PMO pagará regalías. No obstante, si el Operador, en el transcurso de la explotación del campo ya ha liquidado volúmenes muertos, estos deberán ser descontados en la liquidación final del contrato.

TÍTULO 6.

MEDICIÓN COSTA AFUERA

Artículo 27. *Armonización con el reglamento de técnico de operaciones costa afuera.* El diseño, instalación y operación de los equipos y sistemas de tratamiento y medición de Transferencia de custodia y asignación de hidrocarburos, deberán armonizarse integralmente con los requerimientos de la Resolución 40295 de 2020 proferida por el Ministerio de Minas y Energía que estableció los criterios técnicos para proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia, o por la norma que la modifique, adicione o derogue.

TÍTULO 7.

VERIFICACIÓN POR LA AUTORIDAD

Artículo 28. *Requisitos para la Verificación de conformidad.* De acuerdo con el numeral 3.3 del artículo 3°, de la Resolución 3742 de 2001, expedida por la Superintendencia de Industria y Comercio, o las normas que la sustituyan, modifiquen o deroguen, los métodos y condiciones de los ensayos a que debe someterse el sistema de medición efectiva de los volúmenes de producción para demostrar que cumple con los requisitos mínimos contenidos en el presente reglamento técnico, se establecen en las tablas del Anexo 2 de la presente Resolución, así:

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE MEDICIÓN PARA PROPÓSITOS DE EVALUACIÓN DE CONFORMIDAD.

- TABLA 1. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.
- TABLA 2. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LOS AFOROS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS.
- TABLA 3. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.
- TABLA 4. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN DINÁMICA DE GAS.
- TABLA 5. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA DE CONDENSADOS.

- TABLA 6. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA.
- TABLA 7. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO.
- TABLA 8. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE CANTIDAD POR ASIGNACIÓN POR POZO PRODUCTOR.
- TABLA 9. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA CONCILIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN “*AGUAS ABAJO*”.
- TABLA 10. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN.
- TABLA 11. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD PARA EL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN DE ACUERDO CON LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTC ICONTEC 10012. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA MEDICIÓN. REQUISITOS PARA LOS PROCESOS DE MEDICIÓN Y LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.
- TABLA 12. FRECUENCIAS MÍNIMAS DE CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN.

Artículo 29. *Demostración de la conformidad.* Dentro de los tiempos establecidos en el régimen de transición del artículo 41 de esta resolución, el Operador deberá hacer entrega al Ente de Fiscalización de la declaración de conformidad de primera parte firmada por quien ejerza su representación legal, según la norma técnica oficializada NTC ISO 17050-2, empleando modelos e instructivos que para el propósito elaborará el Ente de Fiscalización y teniendo en cuenta los requisitos señalados en la Tabla 11 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada “*Procedimiento de Evaluación de la Conformidad para el Sistema de Gestión de Medición de Acuerdo con los Requerimientos de la Norma NTC ICONTEC 10012*”.

TÍTULO 8.

GERENCIA METROLÓGICA.

Artículo 30. *Sistemas de gestión de calidad de medición.* El Operador deberá implementar un sistema de gestión de calidad de medición de conformidad con la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 10012 Sistemas de Gestión para la Medición. El sistema de gestión que cobijará los insumos, equipos, procedimientos, personal y gestión metrológica deberá comprender los siguientes procesos:

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

Artículo 31. *Bitácora de actividades diarias de medición.* El Operador deberá implementar una bitácora digital y/o física de control de ejecución y seguimiento a las actividades diarias de control, auditorías, calibraciones, capacitaciones, verificaciones entre otras, relacionadas con la Medición Oficial de Fiscalización y de producción en Boca de Pozo.

Artículo 32. *Manuales de medición y determinación de calidad.* El Operador deberá implementar un manual de medición y determinación de calidad con base en el cual realizará sus operaciones de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos de acuerdo con una serie de procedimientos, instructivos y formatos que deberán estar claramente establecidos, documentados y consignados en el manual, redactado en idioma castellano, el cual desarrollará el siguiente contenido mínimo:

1. Descripción de los sistemas de Medición Oficial de Fiscalización y de los sistemas de medición de asignación o Estimación a Prorrata de la producción por pozo, incluyendo el gráfico del sistema y sus puntos de medición aprobados, modelos de medición, factores, sus procesos de cálculo, y sus sistemas de Validación y reconciliación aguas abajo.
2. Descripción de las ecuaciones de Balance Volumétrico y másico de petróleo líquido, agua y gas, de las Facilidades y del Campo, destacando los consumos, pérdidas estimadas, reinyecciones y las quemas de gas, los equipos para su determinación y cuantificación. Esta descripción debe elaborarse por separado, para cada una de las etapas de producción: i) pruebas iniciales; ii) pruebas extensas y iii) explotación comercial.
3. Procedimientos para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos a partir de las normas técnicas exigidas, determinación efectiva de los volúmenes recuperados y diligenciamiento de los formularios, cuadros y formas exigidas por el Ente de Fiscalización.

4. Criterios, procedimientos y manejo de resultados, para la determinación de las Incertidumbres de los sistemas de medición disponibles.
5. Descripción de la bitácora y de las demás herramientas electrónicas y/o físicas de gestión de los sistemas de medición.
6. Procedimientos de Calibración y Verificación de instrumentos de medición, de acuerdo con las normas técnicas incorporadas aplicables.
7. Características de calidad para el hidrocarburo producido y llevado al sistema de Medición Oficial.
8. Gestión de mejoramiento a partir de indicadores, de auditorías, comité de medición y de revisión gerencial, entre otros.

Artículo 33. *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 la información. Así mismo el Ente de Fiscalización podrá exigir la instalación de dispositivos adicionales que prevengan la alteración de los sistemas de medición (sellos, precintos, bloqueos por cadena y candado, brida en ocho, entre otros).

Artículo 34. *Programas de administración metrológica.* El Operador deberá implementar un programa de administración metrológica que incluya entre otros, el mantenimiento, curvas de control, límites de repetibilidad y de aceptación. Adicional a esto, se deberá establecer un cronograma de mantenimiento de acuerdo con las frecuencias mínimas que se establecen en el Anexo 2, Tabla 12 de la presente resolución, denominada "*Frecuencias mínimas de calibración y verificación de equipos de medición*". En cuanto al programa de administración metrológica, este deberá reflejar los siguientes elementos:

1. CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN.

Los equipos de medición deberán estar confirmados metrológicamente, para lo cual el Operador establecerá un cronograma de mantenimiento, Verificación, ajuste y/o Calibración respecto a un patrón o probador adecuado, de acuerdo con las frecuencias mínimas que se establecen en las Normas Técnicas Oficializadas aplicables señaladas en el Anexo 1 de la presente resolución.

2. AFORO Y REAFORO DE TANQUES.

Toda operación de aforo y reaforo de tanques autorizados como punto de Medición Oficial, así como de Calibración de probadores de sistemas de Medición Dinámica deberá ser realizada por un tercero especializado acreditado según norma ISO/IEC 17025 por el ONAC o por un organismo de acreditación que haga parte de los acuerdos de reconocimiento multilateral suscritos por este. El Ente de Fiscalización será informado por lo menos con 7 días calendario de antelación a la fecha de ejecución de los trabajos.

3. CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE LABORATORIO.

Los instrumentos y equipos empleados en laboratorio para determinación de la cantidad de agua, masa, peso, densidad y temperatura deberán ser calibrados por un laboratorio acreditado según ISO/IEC 17025 por el ONAC o por un organismo de acreditación que haga parte de los acuerdos de reconocimiento multilateral suscritos por este.

4. ENTREGA DE LAS TABLAS DE AFORO AL ENTE DE FISCALIZACIÓN.

Las tablas de aforo, junto con las memorias de cálculo respectivas, de los tanques de almacenamiento que se presenten por parte del Operador, deberán entregarse al Ente de Fiscalización, firmadas por los Operadores y la empresa que realiza el aforo. La tabla de aforo deberá presentarse en forma física y en formato digital editable, en unidades de barriles americanos con dos cifras decimales a la temperatura estándar y el respectivo nivel de líquido en milímetros.

5. TABLAS PARA PRODUCTOS DEL GLP.

En aquellos Campos donde se recuperen productos blancos líquidos provenientes del tratamiento del gas, tales como propano, butano, GLP o gasolina, y dichos volúmenes deban ser considerados dentro del Balance Volumétrico o másico de los Campos, las tablas de aforo de los tanques en donde se almacenen dichos productos deberán expresar los volúmenes en galones americanos.

6. RECÁLCULO DE TABLAS DE AFORO.

El proceso de recálculo de las tablas de aforo deberá realizarse a partir de mediciones previamente hechas de los diámetros del tanque, cuando cambien las variables de operación de este, tales como temperatura o gravedad API del producto almacenado o cuando cambie la altura de referencia sin que este cambio vaya asociado a deformación del tanque. Los parámetros de control se referencian en la Tabla 2 del Anexo 2 de la presente resolución.

7. FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN DE TANQUES.

La elaboración de una nueva tabla de aforo para tanques cilíndricos verticales y horizontales deberá realizarse de acuerdo con lo indicado en el Anexo A del API MPMS Capítulo 2.2A. y 2.2E respectivamente. Los parámetros de control se referencian en la Tabla 2 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada "*Actividades Críticas de los Aforos de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos*".

8. CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE GAS.

La Calibración de medidores de gas de los Puntos de Medición Oficial que no entreguen al SNT deberá ser realizada por un laboratorio acreditado según ISO/IEC 17025 por el ONAC o por un organismo de acreditación que haga parte de los acuerdos de reconocimiento multilateral suscritos por este. Para aquellos que entreguen al SNT la Calibración será regulada por lo dispuesto en el RUT. El Ente de Fiscalización será informado por lo menos con 7 días calendario de antelación a la fecha de ejecución de los trabajos.

9. PLAN DE MANTENIMIENTO METROLÓGICO DE MEDIDORES MULTIFÁSICOS.

El Operador deberá llevar a cabo un plan de mantenimiento y Aseguramiento Metrológico de los MPFM que garantice que los resultados de las mediciones se encuentren dentro de los parámetros de exactitud establecidos por el fabricante y los requerimientos de Incertidumbre expresados en esta resolución.

10. CALIBRACIÓN DE TOTALIZADORES.

Los medidores másicos tipo Coriolis empleados como medidores multifásicos en puntos de Medición por Asignación o totalizadores de la producción, deberán ser calibrados con frecuencia mínima de una vez por año empleando patrones trazables al Instituto Nacional de Metrología o a un organismo internacional equivalente de metrología.

11. ASEGURAMIENTO METROLÓGICO

Los instrumentos de los Puntos de Medición Oficial, MPFM, Medición por Asignación y Totalizadores de Producción deberán estar asegurados metrológicamente y sus resultados deberán demostrarse y exhibirse en gráficos de control estadístico de forma periódica. Los patrones usados deberán tener Trazabilidad respecto a patrones certificados por el Instituto Nacional de Metrología o por un organismo internacional equivalente de metrología o un laboratorio de metrología acreditado cumpliendo los requerimientos de la norma ISO/IEC 17025.

12. FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN DE LOS MEDIDORES DEL BALANCE DE GAS.

En los sistemas de medición de gas que no tengan como fin determinar volumen de gas inyectado al SNT, tales como consumos internos, inyección en el subsuelo, entre otros, las frecuencias de Calibración de los medidores deberán ser como mínimo las establecidas en los Puntos de Medición Oficial que no entreguen al SNT.

Parágrafo. El Operador deberá implementar un programa de administración metrológica que incluya entre otros, el mantenimiento, curvas (cartas) de control, límites de repetibilidad, incertidumbre o EMP y de aceptación, establecidos en las normas oficializadas API MPMS 23.1 y 23.2.

TÍTULO 9.

INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

Artículo 35. *Estimación de la Incertidumbre.* La Incertidumbre de medición se estimará mediante la versión actualizada de la Guía OIML G 1-100 JCGM 100:2008. Evaluación de datos de medición - Guía para la expresión de la Incertidumbre en la medición, o mediante el procedimiento abreviado que se indica en la Sección 1, Tabla 10 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada "*Actividades Críticas de la Determinación de la Incertidumbre de Medición*".

Parágrafo 1°. Límites de incertidumbre del sistema de medición para gas natural. Los límites de EMP (errores máximos permisibles) establecidos para los sistemas de medición para gas natural se encuentran establecidos en la Norma Técnica Colombiana NTC6167, numeral 4.2 "*Clasificación y exactitud de los sistemas de medición*".

Parágrafo 2°. El nivel de incertidumbre de medida en los Puntos de Medición Oficial que entreguen al SNT deberá cumplir con los lineamientos dados por el RUT. Para la medición del gas comercializable no procesado, así como el gas con propósitos de uso como el levantamiento artificial o inyección, consumo en las operaciones, generación de energía, los niveles de incertidumbre no podrán ser mayores al 5%.

Artículo 36. *Niveles de Incertidumbre para medición en Campos continentales.* Los límites de Incertidumbre para medición de Transferencia de custodia y de asignación que se establecen para las operaciones de medición y Fiscalización de hidrocarburos se muestran en la Sección 2, Tabla 10 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada "*Actividades Críticas de la Determinación de la Incertidumbre de Medición*".

Artículo 37. *Rangos de aceptación para factores de Campo.* Los rangos de los límites de aceptación para factores de Campo en medición en Campos en el territorio nacional se muestran respectivamente en la sección 3, Tabla 10 del Anexo 2 de la presente resolución, denominada "*Actividades Críticas de la Determinación de la Incertidumbre de Medición*".

Artículo 38. *Incertidumbre y errores de medición por fuera de rango.* Cuando las mediciones y los factores de Campo arrojen valores por fuera de los límites de aceptación previstos en esta resolución, el Operador adelantará una investigación tendiente a encontrar las causas de la diferencia entre los valores de producción corregida, a partir de la cual el Ente de Fiscalización propondrá las acciones o medidas a implementar, sin perjuicio de las sanciones que resulten aplicables.

TÍTULO 10.

VERIFICACIÓN DEL ESTADO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.

Artículo 39. *Verificaciones*. El Ente de Fiscalización podrá, de forma directa o mediante un tercero especializado, realizar inspecciones periódicas a los sistemas de medición para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta resolución.

Los hallazgos o no conformidades encontradas en las inspecciones serán notificados por parte del Ente de Fiscalización, en donde se informará el plazo en el cual el Operador deberá presentar un plan de acción con implementación en un término que en ninguno de los casos supere los 6 meses. El seguimiento, monitoreo y Verificación del cumplimiento del plan de acción estará a cargo del Ente de Fiscalización.

Parágrafo. Para dar el aval a nuevos Puntos de Medición Oficial, Medición por Asignación o totalizadores de la producción es requisito haber cerrado todos los hallazgos o no conformidades previamente identificadas por el Ente de Fiscalización.

Artículo 40. *Verificaciones presenciales obligatorias*. Sin perjuicio de que el Ente de Fiscalización realice la Verificación presencial de cualquier operación de medición de los hidrocarburos producidos, esta Autoridad estará obligada a realizar directamente, o por medio de un tercero especializado, la Verificación o inspección presencial de las siguientes actividades de medición:

1. Inspección previa al arranque operativo del sistema de operación y medición de pruebas iniciales de pozos.
2. Inspección previa al arranque operativo del sistema de operación y medición de pruebas extensas de pozos.
3. Inspección física previa a la expedición de la Resolución de Inicio de Explotación.
4. Calibración de probadores para los medidores de hidrocarburos líquidos.
5. Inspección del sistema de medición cuando en 2 ejercicios consecutivos el factor de Campo arroje un valor por fuera del límite de Incertidumbre que corresponde.

Parágrafo. Las verificaciones de las actividades de medición en los numerales 2, 3 y 5 del presente artículo, podrán ser realizadas de forma diferente a la presencial y con el uso de herramientas digitales y remotas, únicamente cuando por razones de fuerza mayor debidamente motivadas por el Ente Fiscalizador, se impida o imposibilite la realización de verificaciones presenciales.

TÍTULO 11

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 41. *Transición para la implementación y adopción del reglamento*. Los operadores que, a la fecha de entrada en vigencia del presente acto administrativo, cumplan con los requerimientos aquí establecidos, podrán presentar inmediatamente su Declaración de conformidad de primera parte.

Aquellos operadores que a la fecha de entrada en vigencia del presente acto administrativo no cumplan con la totalidad de los requerimientos aquí establecidos, con el propósito de implementar y adoptar el presente reglamento, dentro de los 6 meses posteriores a la entrada en vigencia de la presente resolución deberán presentar ante el Ente de Fiscalización un plan detallado de trabajo, con hitos definidos, que contemple las actividades a desarrollar en cada uno de sus sistemas de medición, para adecuarse al presente reglamento. Si el Operador, tiene como propósito implementar la medición compartida de la que trata el artículo 10 de la presente resolución, el plan detallado de trabajo deberá desarrollarse incluyendo lo establecido en el artículo 10 de la presente resolución.

Estos documentos serán parte de los soportes que acompañen la Declaración de conformidad de primera parte de los operadores a los que se refiere el inciso segundo, una vez logren cumplir con la totalidad de los requerimientos de este acto administrativo.

El ente de Fiscalización considerará cada una de las solicitudes y basado en la complejidad operacional y logística de cada caso aprobará el plan detallado de trabajo del que trata el inciso segundo, estableciendo un plazo para garantizar su cumplimiento.

Parágrafo 1°. El Operador deberá presentar informes de avance de la ejecución del plan detallado de trabajo bajo la temporalidad y recurrencia que determine el Ente de Fiscalización en su aprobación, sin embargo, estos informes no podrán tener una temporalidad y recurrencia mayor a los 6 meses.

Parágrafo 2°. Los sistemas de medición presentados para obtener la autorización para realizar pruebas extensas, o inicio de explotación de que tratan los artículos 36 y 37 de la Resolución 181495 de 2009, que se hayan presentado antes de la entrada en vigencia de la presente resolución y no hayan sido aprobados, deberán ajustarse conforme esta resolución y no serán objeto de decisión por parte del Ente de Fiscalización hasta tanto no se presenten los ajustes necesarios.

Artículo 42. *Comunicación*. Por la Dirección de Hidrocarburos comuníquese la presente resolución a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), y al Instituto Nacional de Metrología (INM).

Artículo 43. *Vigencia y derogatorias*. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga las Resoluciones 80245 de 1994 y 41251 de 2016, así como todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

7 de julio de 2022.

El Ministro de Minas y Energía,

Diego Mesa Puyo.

ANEXO 1.
NORMAS TÉCNICAS OFICIALIZADAS

El siguiente es el listado de las Normas Técnicas Oficializadas de esta resolución, las cuales son parte integrante de este reglamento técnico de conformidad con el artículo 72 de la Ley 1480 de 2011 y las normas que la sustituyan, modifiquen o deroguen. Estas normas deberán ser empleadas por la empresa Operadora, el Ente de Fiscalización y los organismos especializados de inspección de petróleos o de certificación, para efectos de la operación en Campo, Verificación y declaración de conformidad de primera o segunda parte, según señale el reglamento técnico.

1. CALIBRACIÓN Y AFORO DE TANQUES

- (1) API MPMS Chapter 2—Tank Calibration, Section 2A, Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method; 2nd Edition November 2019.
- (2) API MPMS Chapter 2—Tank Calibration, Section 2.2B, Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method; 1st Edition March 1989, Reaffirmed: March 2019.
- (3) API MPMS Chapter 2—Tank Calibration, Section 2C, Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Triangulation Method (ANSI/API MPMS 2.2C- ISO 7507-3:1993); 1st Edition January 2002; Reaffirmed: September 2018.
- (4) API MPMS Chapter 2 – Tank Calibration, Section 2.2D, Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Internal Electro Optical Distance Ranging Method (ANSI/API MPMS 2.2D; ISO 7507-4:1995); 1st Edition August 2003; Reaffirmed: March 2014.
- (5) API MPMS Chapter 2 – Tank Calibration, Section 2.2E/ISO 12917-1:2002, Petroleum and Liquid Petroleum Products—Calibration of Horizontal Cylindrical Tanks—Part 1: Manual Methods (includes Errata 1 dated November 2009) (ANSI/API MPMS 2.2E); 1st Edition April 2004, Reaffirmed: August 2014.
- (6) API MPMS Chapter 2 – Tank Calibration Section 2.2F/ISO 12917-2:2002, Petroleum and Liquid Petroleum Products—Calibration of Horizontal Cylindrical Tanks—Part 2: Internal Electro-Optical Distance-Ranging Method (ANSI/API MPMS 2.2F); 1st Edition, April 2004, Reaffirmed: September 2014.
- (7) API MPMS Chapter 2 – Tank Calibration, Section 2.2G, Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Total Station Reference Line Method (TSRLM), 1st Edition July 2014, Reaffirmed: November 2019.
- (8) API STD 2555 - Liquid Calibration of Tanks, 1st Edition, September 1966, Reaffirmed: May 2014.

2. MEDICIÓN ESTÁTICA

- (9) API MPMS Chapter 3 – Tank Gauging, Section 1A, Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products; 3rd Edition, August 2013.
- (10) API MPMS Chapter 3 - Tank Gauging, Section 1B, Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging; 3rd Edition, April 2018.
- (11) API MPMS Chapter 3 – Tank Gauging, Section 3, Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tanks by Automatic Tank Gauging; 1st Edition, June 1996, Reaffirmed: March 2017
- (12) API MPMS Chapter 3 - Tank Gauging, Section 6, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Hybrid Tank Measurement Systems; 1st Edition, February 2001; Reaffirmed January 2017.
- (13) API Standard 2350, 5th Edition, Overfill Prevention for Storage Tanks in Petroleum Facilities

3. MEDICIÓN DINÁMICA - PROBADORES

- (14) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 1, Introduction; 3rd Edition, February 2005; Reaffirmed June 2014.
- (15) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 2, Displacement Provers; 3rd Edition, September 2003; Reaffirmed March 2011, Addendum February 2015.
- (16) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 4, Tank Provers; 2nd Edition, May 1998, Reaffirmed: May 2015.
- (17) API MPMS Chapter 4 – Proving Systems, Section 5, Master-Meter Provers; 4th Edition, June 2016,
- (18) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 6, Pulse Interpolation; 2nd Edition, May 1999; Errata April 2007; Reaffirmed October 2013.
- (19) API MPMS Chapter 4 – Proving Systems, Section 7, Field Standard Test Measures; 3rd Edition, April 2009, Reaffirmed: June 2014.
- (20) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 8, Operation of Proving Systems; 2nd Edition, September 2013.
- (21) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 9, Part 1, Methods of Calibration for Displacement and Volumetric Tank Provers. Introduction to the Determination of the Volume of Displacement and Tank Prover; 1st Edition, October 2005, Reaffirmed: April 2015.
- (22) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 9, Part 2, Methods of Calibration for Displacement and Volumetric Tank Provers. Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Waterdraw Method of Calibration; 1st Edition, December 2005, Reaffirmed: May 2015.
- (23) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 9, Part 3, Methods of Calibration for Displacement and Volumetric Tank Provers, Determination

<p>of the Volume of Displacement Provers by the Master Meter Method of Calibration; 1st Edition, April 2010, Reaffirmed: March 2015.</p> <p>(24) API MPMS Chapter 4 - Proving Systems, Section 9, Part 4, Methods of Calibration for Displacement and Volumetric Tank Provers, Determination of the Volume of Displacement and Tank Provers by the Gravimetric Method of Calibration (includes Errata 1 dated August 2016); 1st Edition, October 2010, Reaffirmed: December 2015.</p> <p>4. MEDICIÓN DINÁMICA – MEDIDORES DE FLUJO</p> <p>(25) API MPMS Chapter 5 - Metering, Section 1, General Considerations for Measurement by Meters (includes Errata 1 dated June 2008 and Errata 2 dated June 2011); 4th Edition, September 2005, Reaffirmed: July 2016.</p> <p>(26) API MPMS Chapter 5 - Metering, Section 2, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters; 3rd Edition, October 2005, Reaffirmed: July 2015.</p> <p>(27) API MPMS Chapter 5 - Metering, Section 3, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters (includes Addendum 1 dated July 2009); 5th Edition, September 2005, Reaffirmed: August 2014.</p> <p>(28) API MPMS Chapter 5 - Metering, Section 4, Accessory Equipment for Liquid Meters (includes Errata 1 dated May 2015); 4th Edition, September 2005, Reaffirmed: August 2015.</p> <p>(29) API MPMS Chapter 5 - Metering, Section 5, Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems; 2nd Edition, July 2005, Reaffirmed: August 2015.</p> <p>(30) API MPMS Chapter 5 - Metering, Section 6, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters; 1st Edition, October 2002, Reaffirmed: November 2013.</p> <p>(31) API MPMS Chapter 5 - Metering, Section 8, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters (includes Errata 1 dated February 2014) (ANSI/API MPMS Ch. 5.8-2011); 2nd Edition, November 2011, Reaffirmed: May 2017.</p> <p>(32) API MPMS 14.12, 1st Edition, March 2017 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14-Natural Gas Fluid Measurement Section 12-Measurement of Gas by Vortex Meters</p> <p>5. SISTEMAS DE MEDICIÓN - UNIDADES LACT</p> <p>(33) API MPMS Chapter 6 - Metering Assemblies, Section 1, Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems (includes Addendum 1 dated August 2020), 2nd Edition, May 1991, Reaffirmed: December 2017.</p> <p>(34) API MPMS Chapter 6 - Metering Assemblies, Section 6, Pipeline Metering Systems, 2nd Edition, May 1991, Reaffirmed: December 2017.</p> <p>(35) API MPMS Chapter 6 - Metering Assemblies, Section 7, Metering Viscous Hydrocarbons, 2nd Edition, May 1991, Reaffirmed: March 2018.</p> <p>6. MEDICIÓN DE TEMPERATURA</p>	<p>(36) API MPMS Chapter 7 - Temperature Determination, Section 1, Liquid-in-Glass Thermometers, 2nd Edition, August 2017.</p> <p>(37) API MPMS Chapter 7 - Temperature Determination, Section 2, Portable Electronic Thermometers, 3rd Edition, May 2018.</p> <p>(38) API MPMS Chapter 7 - Temperature Determination, Section 3, Fixed Automatic Tank Temperature Systems; 2nd Edition, October 2011, Reaffirmed: December 2016.</p> <p>(39) API MPMS Chapter 7 - Temperature Determination, Section 4, Dynamic Temperature Measurement; 2nd Edition, January 2018.</p> <p>7. MUESTREO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS</p> <p>(40) API MPMS Chapter 8 - Sampling, Section 1, Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products; 5th Edition, September 2019.</p> <p>(41) API MPMS Chapter 8 - Sampling, Section 2, Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products; 5th Edition, November 2020.</p> <p>(42) API MPMS Chapter 8 - Sampling, Section 3, Standard Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products; 2nd Edition, September 2019.</p> <p>8. DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD EN LABORATORIOS</p> <p>(43) API MPMS Chapter 9 - Density determination, Section 1, Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method (ASTM D1298); 3rd Edition, December 2012, Reaffirmed: May 2017.</p> <p>(44) API MPMS Chapter 9 - Density determination, Section 2, Standard Test Method for Density or Relative Density of Light Hydrocarbons by Pressure Hydrometer (ASTM D1657); 3rd Edition, December 2012, Reaffirmed: May 2017.</p> <p>(45) API MPMS Chapter 9 - Density determination, Section 3, Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Thermohydrometer Method (ASTM D6822); 3rd Edition, December 2012, Reaffirmed: May 2017.</p> <p>(46) ASTM D287-12b Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method).</p> <p>(47) ASTM 5002-16 Standard Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer.</p> <p>9. DETERMINACIÓN DE CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTO</p> <p>(48) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 1, Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method (ANSI/ASTM D473); 3rd Edition, November 2007, Reaffirmed: May 2017.</p>
<p>(49) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 2, Standard Test Method of Water in Crude Oil by Distillation (ASTM D4006); 4th Edition, December 2016.</p> <p>(50) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 3, Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure) (ASTM D4007); 4th Edition, August 2013, Reaffirmed: May 2016.</p> <p>(51) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 4, Determination of Water and/or Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Field Procedure); 5th Edition, August 2020.</p> <p>(52) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 5, Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation (ASTM D95); 5th Edition, September 2013, Reaffirmed: September 2018.</p> <p>(53) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 6, Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure) (ASTM D1796); 5th Edition, August 2013, Reaffirmed: May 2016.</p> <p>(54) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 7, Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration (ASTM D4377); 2nd Edition, December 2002, Reaffirmed: May 2011, 2-Year Extension: October 2017.</p> <p>(55) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 8, Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration (ASTM D4807); 2nd Edition, November 2005, Reaffirmed: March 2015.</p> <p>(56) API MPMS Chapter 10 - Sediment and water, Section 9, Standard Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration (ASTM D4928); 3rd Edition, May 2013, Reaffirmed: June 2018.</p> <p>(57) ASTM D473 Standard Test Method for Sediment in Crude Oils and Fuel Oils by the Extraction Method. Reapproved 2017.</p> <p>10. DETERMINACIÓN DE CONTENIDO DE SAL Y CONTENIDO DE AZUFRE</p> <p>(58) ASTM D3230-13 - Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method).</p> <p>(59) ASTM D4294-16 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry.</p> <p>11. FACTORES DE CORRECCIÓN DE VOLUMEN POR PRESIÓN Y TEMPERATURA</p> <p>(60) API MPMS Chapter 11—Physical Properties Data, Section 1, Standard Document and API 11.1 VCF Application Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils (includes Addendum 1 dated September 2007 and Addendum 2 dated May 2019) (the 2004 edition of this standard also</p>	<p>supersedes Ch. 11.2.1 and Ch. 11.2.1M); May 2004, Product Number: H11013, Reaffirmed: August 2012, 2-Year Extension: March 2017.</p> <p>(61) API MPMS Chapter 11—Physical Properties Data, Section 2, Part 2, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350–0.637 Relative Density (60 °F/60 °F) and –50 °F to 140 °F Metering Temperature; 2nd Edition, October 1986, Reaffirmed: September 2017.</p> <p>(62) API MPMS Chapter 11 - Physical Properties Data, Section 5, Density/Weight/Volume Intraconversion, Part 1, Conversions of API Gravity at 60 °F; 1st Edition, March 2009, Reaffirmed: March 2015.</p> <p>(63) API MPMS Chapter 11 - Physical Properties Data, Section 5, Density/Weight/Volume Intraconversion, Part 2, Conversions for Relative Density (60/60 °F); 1st Edition, March 2009, Reaffirmed: March 2015.</p> <p>(64) API MPMS Chapter 11 - Physical Properties Data, Section 5, Density/Weight/Volume Intraconversion, Part 3, Conversions for Absolute Density at 15 °C; 1st Edition, March 2009, Reaffirmed: March 2015.</p> <p>12. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO</p> <p>(65) API MPMS Chapter 12 - Calculation of Static Petroleum Quantities, Section 1, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels; 4th Edition, February 2019.</p> <p>(66) API MPMS Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities, Section 2, Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors; 2nd Edition, July 2021.</p> <p>Esta edición sustituye los siguientes capítulos del MPMS, los cuales han sido retirados del Manual: Chapter 12.2.1, Chapter 12.2.2 y Chapter 12.2.3.</p> <p>(67) API MPMS Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities, Section 2, Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors, Part 4, Calculation of Base Prover Volumes by Waterdraw Method (includes Ch. 12 Addendum 1 dated August 2007 and Errata 1 dated July 2009); 1st Edition, December 1997, Reaffirmed: September 2014.</p> <p>Este Capítulo será sustituido próximamente por el Chapter 12.4.1 "Calculation of Petroleum Quantities - Base Prover Volume Determination - Waterdraw Volumetric Method".</p> <p>(68) API MPMS Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities, Section 2, Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors, Part 5, Base Prover Volume Using Master Meter Method (includes Ch. 12 Addendum 1 dated August 2007 and Errata 1 dated July 2009); 1st Edition, September 2001, Reaffirmed: August 2016.</p> <p>Este Capítulo será sustituido próximamente por el Chapter 12.4.2 "Calculation of Petroleum Quantities - Base Prover Volume Determination - Master Meter Method".</p>

<p>(69) API MPMS Chapter 12 - Calculation of Petroleum Quantities, Section 3, Calculation of Volumetric Shrinkage from Blending Light Hydrocarbons with Crude Oils (includes Ch. 12 Addendum 1 dated August 2007); 1st Edition, July 1996, Reaffirmed: April 2011.</p> <p>13. MEDICIÓN Y ENSAYOS DE LABORATORIO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO</p> <p>(70) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 1, Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer (includes Addendum 1 and Errata 1 dated August 2017), 7th Edition, May 2016.</p> <p>(71) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 3, Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Concentric Square-Edged Orifice Meters, Part 1: General Equations and Uncertainty Guidelines (ANSI/API MPMS Ch. 14.3.1-2012) (AGA Report No. 3, Part 1) (includes Errata 1 dated July 2013); 4th Edition, September 2012, Reaffirmed: September 2017.</p> <p>(72) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 3, - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Concentric, Square-Edged Orifice Meters, Part 2: Specification and Installation Requirements (ANSI/API MPMS Ch. 14.3.2-2016) (AGA Report No. 3, Part 2) (includes Errata 1 dated March 2017 and Errata 2 dated January 2019); 5th Edition, March 2016.</p> <p>(73) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 3, - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Concentric, Square-Edged Orifice Meters, Part 3: Natural Gas Applications (ANSI/API MPMS Ch. 14.3.3-2013) (AGA Report No. 3, Part 3); 4th Edition, November 2013.</p> <p>(74) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 3, - Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Concentric, Square-Edged Orifice Meters, Part 4: Background, Development, Implementation Procedure, and Example Calculations (AGA Report No. 3, Part 4); 4th Edition, October 2019.</p> <p>(75) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 4, Converting Mass of Natural Gas Liquids and Vapors to Equivalent Liquid Volumes (GPA 8173-17); 2nd Edition, June 2017.</p> <p>(76) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 5, Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer (GPA 2172-09); 3rd Edition, January 2009, Reaffirmed: February 2014.</p> <p>(77) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 7, Mass Measurement of Natural Gas Liquids and Other Hydrocarbons (GPA 8182-18); 5th Edition, February 2018.</p> <p>(78) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 9, Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter (AGA Report No. 11); 2nd Edition, February 2013.</p>	<p>(79) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 10, Measurement of Flow to Flares; 1st Edition, July 2007, Reaffirmed: June 2012, 2-Year Extension: March 2017.</p> <p>(80) API MPMS Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 12, Measurement of Gas by Vortex Meters; 1st Edition, March 2017.</p> <p>(81) AGA REPORT No. 7 - Measurement of Natural Gas by Turbine Meters; Revised February 2006.</p> <p>(82) AGA REPORT No. 8: Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbons Gases; 3rd Edition, November 2003.</p> <p>(83) AGA REPORT No. 9 - Measurement of gas by Multipath Ultrasonic Meters; 3rd Edition, July 2017.</p> <p>(84) ISO 9951:1993/Cor 1:1994 Measurement of gas flow in closed conduits - Turbine meters - Technical Corrigendum 1.</p> <p>(85) ISO 10790:2015 Measurement of fluid flow in closed conduits — Guidance to the selection, installation and use of Coriolis flowmeters (mass flow, density, and volume flow measurements). Revised 2020.</p> <p>(86) ISO 5167-2:2003 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full — Part 2: Orifice plates. Confirmed 2014.</p> <p>(87) B109.1 Diaphragm-Type Gas Displacement Meters (Under 500 Cubic Feet Per Hour Capacity).</p> <p>(88) B109.2 Diaphragm-Type Gas Displacement Meters (500 Cubic Feet Per Hour Capacity and Over).</p> <p>(89) ANSI B109.3 - 2000 for Rotary-Type Gas Displacement Meters.</p> <p>(90) ISO 5167-3:2020 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full — Part 3: Nozzles and Venturi nozzles.</p> <p>(91) ISO 5167-4:2003 Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full — Part 4: Venturi tubes. Confirmed 2014.</p> <p>(92) ASTM D3588-98 (2017) Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels.</p> <p>(93) ASTM D1945-14 (2019) Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography.</p> <p>(94) NTC 2303. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA. 1998-10-28. Especificaciones para gases licuados de petróleo.</p> <p>(95) NTC 6167 Medición de Transferencia de Custodia de Gas Natural en Gasoductos</p> <p>14. CONVERSIÓN DE UNIDADES ACOSTUMBRADAS A SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES (SI)</p>
<p>(96) API MPMS Chapter 15 - Guidelines for the Use of Petroleum Industry-Specific International System (SI) Units; 4th Edition, June 2019.</p> <p>15. ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN</p> <p>(97) API MPMS Chapter 19 - Evaporation Loss Measurement, Section 1, Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks (previously Publ 2518); 5th Edition, June 2017.</p> <p>(98) API MPMS Chapter 19 - Evaporation Loss Measurement, Section 2, Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks (previously Publ 2517 and Publ 2519); 4th Edition, August 2020.</p> <p>16. MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO Y PRUEBA DE POZOS</p> <p>(99) API MPMS Chapter 20 - Production Measurement and Allocation of Oil and Natural Gas, Section 1 - Allocation Measurement (includes Addendum 1 dated January 2013, Addendum 2 dated November 2016, and Addendum 3 dated December 2017); 1st Edition, September 1993, Reaffirmed: October 2016.</p> <p>(100) API MPMS Chapter 20 - Production Measurement and Allocation of Oil and Natural Gas, Section 2, Production Allocation Measurement Using Single-Phase Devices; 1st Edition, November 2016.</p> <p>(101) API MPMS Chapter 20 - Production Measurement and Allocation of Oil and Natural Gas, Section 3, Measurement of Multiphase Flow (supersedes RP 86); 1st Edition, January 2013, Reaffirmed: October 2018.</p> <p>(102) API MPMS Chapter 20 - Production Measurement and Allocation of Oil and Natural Gas, Section 5, Recommended Practice for Application of Production Well Testing in Measurement and Allocation; 1st Edition, December 2017.</p> <p>17. MEDICIÓN DEL FLUJO DE HIDROCARBUROS EMPLEANDO INSTRUMENTACIÓN ELECTRÓNICA</p> <p>(103) API MPMS Chapter 21 - Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Section 1, Electronic Gas Measurement (ANSI/API MPMS Ch. 21.1-2011) (AGA Report No. 13); 2nd Edition, February 2013, 2-Year Extension: December 2018.</p> <p>(104) API MPMS Chapter 21 - Flow Measurement Using Electronic Metering Systems, Section 2, Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters; 1st Edition, June 1998, Reaffirmed: October 2016.</p> <p>18. CONCILIACIÓN DE ENTREGAS DE PETRÓLEO A OLEODUCTOS Y CARROTANQUES</p> <p>(105) API MPMS 23.1, 1st Edition, June 2016 - Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 23.1 Reconciliation of Liquid Pipeline Quantities.</p>	<p>(106) API MPMS 23.2, 1st Edition, 1 August 2020, Reconciliation of Liquid Tank Car(s) Quantities.</p> <p>19. ASPECTOS ESTADÍSTICOS EN MEDICIÓN DINÁMICA Y MUESTREO</p> <p>(107) API MPMS Chapter 13 - Statistical Aspects of Measuring and Sampling, Section 2, Methods of Evaluating Meter Proving Data; 2nd Edition, April 2018.</p> <p>(108) API MPMS Chapter 13 - Statistical Aspects of Measuring and Sampling, Section 3, Measurement Uncertainty; 2nd Edition, December 2017.</p> <p>(109) JCGM 100:2008 GUM 1995 with minor corrections; Evaluation of measurement data - Guide to the expression of uncertainty in measurement. First edition September 2008.</p> <p>20. EVALUACIÓN DE CONFORMIDAD</p> <p>(110) ISO NTC 17050-1 Evaluación de la conformidad — Declaración de conformidad del proveedor — Parte 1: Requisitos generales.</p> <p>(111) ISO NTC 17050-2 Evaluación de la conformidad — Declaración de conformidad del proveedor — Parte 2: Documentación de apoyo</p>

ANEXO 2

ACTIVIDADES CRÍTICAS PARA DEMOSTRACIÓN DE CONFORMIDAD

El Artículo 17, Ley 2056 de 2020, establece que la Fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables está orientada al cumplimiento de las normas y de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios, títulos y demás figuras que por mandato legal permiten la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, incluyendo la determinación y Verificación efectiva de los volúmenes de producción, la aplicación de buenas prácticas de exploración, explotación y producción, el cumplimiento de las normas de seguridad en labores de hidrocarburos, la Verificación y el recaudo de regalías y compensaciones, como base fundamental para el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Las tablas que a continuación se presentan recogen las actividades críticas de los distintos sistemas y equipos de medición y Transferencia de custodia, tomadas de las Normas Técnicas Oficializadas, cuyo especial aseguramiento se exige en este reglamento.

- TABLA 1. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
- TABLA 2. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LOS AFOROS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS
- TABLA 3. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
- TABLA 4. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN DINÁMICA DE GAS
- TABLA 5. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA DE CONDENSADOS
- TABLA 6. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA
- TABLA 7. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO
- TABLA 8. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE CANTIDAD POR ASIGNACIÓN POR POZO PRODUCTOR
- TABLA 9. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA CONCILIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN "AGUAS ABAJO"
- TABLA 10. ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN
- TABLA 11. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD PARA EL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN DE ACUERDO CON LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTC ICONTEC 10012. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA MEDICIÓN. REQUISITOS PARA LOS PROCESOS DE MEDICIÓN Y LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.
- TABLA 12. FRECUENCIAS MÍNIMAS DE CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

g) 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.			
h) NSV, "volumen neto estándar", representa la cantidad del hidrocarburo líquido contenido en el tanque a condiciones de temperatura y presión estándar.			

TABLA 1

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Esta tabla señala las actividades críticas de la Medición Estática de hidrocarburos líquidos, que se realizan según el artículo 13° de esa resolución.

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (cumple)	D (deficiente)	N(no cumple)
FASE LÍQUIDA			
1) Cálculo de la cantidad de fase líquida de recibos, entregas e inventarios de hidrocarburos líquidos según el modelo de la norma técnica API MPMS 12.1.1: $GSV = \{[(TOV - FW) \times CTSh] \pm FRA\} \times CTPL$ (Ecuación 1) $NSV = \{[(TOV - FW) \times CTSh] \pm FRA\} \times CTPL \times CSW$ (Ecuación 2)			
2) Verificación de implementación de las siguientes fuentes de cálculo para cada variable:			
a) TOV, "Volumen total observado", representa el volumen total de fluidos al interior del tanque, desde el fondo hasta el nivel de líquido en superficie, cantidad que resulta de la medición del nivel total de crudo y agua en el tanque, y luego la conversión de dicho nivel en barriles mediante el uso de la tabla de aforo del correspondiente tanque.			
b) FW, "agua libre", representa el nivel medido del volumen de agua libre al interior del tanque, que luego se convierte en barriles mediante el uso de la tabla de aforo del correspondiente tanque.			
c) 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.			
d) 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.			
e) CTL, "Factor de corrección por efecto de la temperatura del líquido",			
f) CSW, "factor de corrección por el contenido de sedimento y agua", es el factor que representa la deducción del contenido de agua y de sedimentos suspendidos en el hidrocarburo líquido (1 - SW%/100).			

TABLA 2

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LOS AFOROS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Esta tabla señala las actividades críticas de los aforos de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, que se realizan según artículo 14° de esta resolución.

ACTIVIDADES CRÍTICAS	C (cumple)	D (deficiente)	N (no cumple)
1. Tanques de almacenamiento calibrados por un organismo debidamente acreditado por el ONAC.			
2. La frecuencia de Calibración (años) se determinará para todos los tanques cilíndricos verticales, con base en la diferencia de volumen para la zona uniforme de la tabla de capacidad actual (nueva o más reciente) y el volumen para la misma zona uniforme de la tabla de aforo anterior: <ul style="list-style-type: none"> • Diferencias $\leq 0,030\%$ - próximo intervalo de Calibración será hasta 25 años. • Diferencias 0,030-0,150 % - próximo intervalo de Calibración será (30-16,666.7 x porcentaje de cambio) • Diferencias $\geq 0,150\%$ - próximo intervalo de Calibración será hasta 5 años. Intervalo mínimo de Calibración: 5 años Intervalo máximo de Calibración: 25 años			
3. Cálculo de Incertidumbre del aforo del tanque, y obtención de un valor máximo de: <ul style="list-style-type: none"> • 0,2% del volumen total para tanques cilíndricos verticales; • 0,3% del volumen total para tanques horizontales instalados sobre un plano horizontal o un plano inclinado; y • 0,5% del volumen total para tanques de cualquier otra configuración. 			
ACTIVIDADES CRÍTICAS DE AFORO DE TANQUES			
4. Llevar a cabo el proceso de Calibración utilizando los métodos o procedimientos contenidos en las Normas Técnicas Oficializadas del Anexo 1 de esta resolución.			
4.1. Sección 2A. Método manual de medición con cinta o strapping para tanques cilíndricos verticales.			
4.2. Sección 2B. Método de la línea de referencia óptica.			
4.3. Sección 2C. Método de triangulación óptica.			
4.4. Sección 2D. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).			
4.5. Sección 2E. Calibración de tanques cilíndricos horizontales. Método manual.			
4.6. Estándar API 2555 Calibración líquida			
5. El proceso de aforo y el procedimiento de elaboración de la tabla de aforo para tanques verticales deberá cumplir como mínimo con los siguientes cálculos y correcciones:			

5.1. Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo o las mediciones que corresponda mediante dispositivos telemétricos aceptables.			
5.2. Medición de las alturas de cada anillo y de sus espesores de lámina.			
5.3. Medición de la altura del fondo del tanque y determinación de la relación nivel vs. Volumen, mediante integración a partir de planos o mediante adición de volúmenes medidos de agua.			
5.4. Corrección por Calibración de la cinta de trabajo a la cinta máster.			
5.5. Corrección por el espesor de la cinta.			
5.6. Corrección por temperatura de la cinta.			
5.7. Corrección por el espesor de lámina del tanque.			
5.8. Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.			
5.9. Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods).			
5.10. Determinación del peso del techo y de la altura de los soportes.			
5.11. Gravedad API del producto a almacenar.			
5.12. Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido y por anillo.			
5.13. Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress).			
5.14. Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura estándar.			
5.15. Corrección por inclinación del tanque (Tilt).			
5.16. Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque.			
5.17. Cálculo del incremento efectivo por anillo.			
5.18. Estimación de la Incertidumbre del aforo con su memoria de cálculo.			
5.19. Generación de la tabla por cada anillo a partir del incremento efectivo.			
5.20. Generación de la tabla del fondo.			
6. El proceso de Calibración y aforo de tanques cilíndricos horizontales se deberá realizar por organismos especializados, debidamente acreditados en ISO/IEC 17025 por el ONAC o quien haga sus veces, utilizando los procedimientos señalados en la última versión de la norma API MPMS Capítulo 2, así:			
6.1. Sección 2E. Método manual o strapping.			
6.2. Sección 2F. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).			
7. El procedimiento de elaboración de la tabla de aforo para tanques cilíndricos horizontales deberá contemplar como mínimo los siguientes cálculos y correcciones:			
7.1. Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo o las mediciones que corresponda utilizando los dispositivos telemétricos aceptables.			
7.2. Medición de las longitudes de cada anillo y de sus espesores de lámina.			

7.3. Medición de la altura del fondo del tanque y determinación de la relación nivel vs. volumen, mediante integración a partir de planos o mediante adición de volúmenes medidos de agua.			
7.4. Medición de la pendiente del tanque respecto del plano horizontal.			
7.5. Corrección por Calibración de la cinta de trabajo a la cinta master.			
7.6. Corrección por el espesor de la cinta.			
7.7. Corrección por temperatura de la cinta.			
7.8. Corrección por el espesor de lámina del tanque.			
7.9. Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.			
7.10. Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods).			
7.11. Gravedad API del producto a almacenar.			
7.12. Presión de trabajo del tanque.			
7.13. Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido.			
7.14. Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress).			
7.15. Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura base de 60 °F.			
7.16. Corrección por inclinación del tanque respecto del plano horizontal			
7.17. Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque			
7.18. Cálculo de la Incertidumbre del aforo.			
7.19. Generación tabla del fondo y tabla de incrementos cilindro, para el cuerpo del cilindro, las tapas esféricas o elípticas, y el disco intermedio (Knuckle disk).			
8. Las tablas de aforo, junto con las memorias de cálculo respectivas, de los tanques de almacenamiento que se presenten por parte del Operador, deberán entregarse al Ente de Fiscalización, firmadas por los Operadores y la empresa que realiza el aforo. La tabla de aforo deberá presentarse en forma física y en formato digital editable, en unidades de barriles americanos con dos cifras decimales a la temperatura estándar y el respectivo nivel de líquido en milímetros.			
9. En aquellos Campos donde se recuperen productos blancos líquidos provenientes del tratamiento del gas, tales como propano, butano, GLP o gasolina, y dichos volúmenes deban ser considerados dentro del Balance Volumétrico o másico de los Campos, las tablas de aforo de los tanques en donde se almacenen dichos productos deberán expresar los volúmenes en galones americanos.			
10. Recálculo de la tabla de aforo. El recálculo debe considerarse cuando las variables de funcionamiento del tanque de almacenamiento cambian. Estas variables son la temperatura del producto, la densidad relativa del producto contenido en el tanque y la modificación de la altura de referencia. Si la altura de referencia ha cambiado debido a una modificación externa,			

deberá realizarse un recálculo de la tabla. Los nuevos cálculos no se utilizarán como base para determinar el intervalo de frecuencia de Calibración del tanque.			
11. Tanques de almacenamiento de construcción diferente. Solo durante el desarrollo de pruebas iniciales de producción y previa autorización del Ente de Fiscalización, se podrán utilizar tanques tipo Gun barrel o Frac Tank, debidamente aforados en el sitio, para la medición de los hidrocarburos líquidos producidos.			
12. Equipos o instrumentos para toma de muestras. El Operador deberá utilizar equipos o instrumentos para la toma de muestras, de acuerdo con el método y tipo de hidrocarburo, conforme a lo establecido en las últimas versiones de las Normas ASTM D4057, D4177, D5842, D5854, D1265, D3700, GPA 2166, API MPMS 8.1, 8.2, 8.3, 14.1, 14.6, 14.7 o 14.8.			

TABLA 3

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Esta tabla señala las actividades críticas de la Medición Estática de hidrocarburos líquidos, que se realizan según el artículo 15° de esa resolución.

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (Cumple)	D (Deficiente)	N(o cumple)
FASE LÍQUIDA			
1) El volumen neto de hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar ¹ deberá ser calculado mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones, de conformidad con el estándar API MPMS Chapter 12.2.			
IV = IIV – FIV (Ecuación 3)			
GSV = IV x MF x CTL x CPL (Ecuación 4)			
NSV = GSV x CSW (Ecuación 5)			
NSV = (IV x MF x CTL x CPL) x CSW (Ecuación 6)			
2) Verificación de implementación de las siguientes fuentes de cálculo para cada variable:			
a) IIV, representa el volumen indicado por el medidor al inicio de la entrega, a condiciones de temperatura y presión de flujo.			
b) FIV, representa el volumen indicado por el medidor al final de la entrega, a condiciones de temperatura y presión de flujo.			
c) IV, representa el volumen indicado, a condiciones de temperatura y presión de flujo del medidor.			
d) MF, factor de			

¹ Se denomina "Condiciones Estándar" a la combinación de 60 °F de temperatura y 14,696 psia (libras/pulgada cuadrada de presión absoluta) – (Anexo A, API MPMS Chapter 12.2).

Calibración del medidor.			
e) CTL, "Factor de corrección por temperatura en el líquido", representa la corrección del volumen del hidrocarburo líquido, por el efecto de la temperatura.			
f) CPL, factor de corrección por el efecto de la presión sobre el líquido.			
g) CSW, "factor de corrección por el contenido de sedimento y agua", es el factor que representa la deducción del contenido de agua y de sedimentos suspendidos en el hidrocarburo líquido (1 - SW%/100).			
h) 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.			
i) NSV, "volumen neto estándar", representa la cantidad del hidrocarburo líquido contenido en el tanque a condiciones de temperatura y presión estándar.			

composición o densidad si son variables de entrada.			
8. El punto de muestreo deberá estar instalado verticalmente en la cima de un tubo recto ubicado horizontalmente.			
9. Verificar la competencia e idoneidad del personal que realiza las actividades de Calibración/Verificación y seguimiento operacional del sistema de medición. Se incluye el personal asignado, como el supervisor de las actividades, los registros de capacitación y planes a futuro.			

TABLA 4

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN DINÁMICA DE GAS NATURAL

Esta tabla señala las actividades críticas de la Medición Dinámica de gas natural, que se realizan según artículo 16 de esta resolución.

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (Cumple)	D (Deficiente)	N (No cumple)
RECOMENDACIONES PARA LA OPERACIÓN, VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN DEL MEDIDOR DE GAS NATURAL.			
1. Se tiene un plan de Calibración documentado para probar cada medidor de distribución, que incluya la Calibración de los elementos primarios y secundarios que corresponda en función del tipo de medidor, y un plan documentado para registrar el diagnóstico del medidor cuando se usa, para ajustar la frecuencia de Calibración e inspección.			
2. Se tiene establecida una frecuencia de Calibración que tenga en cuenta los volúmenes medidos, el tipo de medidor, los límites que fije el regulador y el riesgo comercial que está dispuesto a asumir.			
3. Para los medidores tipo ultrasónicos (UFM) y Coriolis se dispone de un esquema de diagnóstico para la determinación de la frecuencia de Calibración o inspección.			
4. Todos los resultados de los procesos de Verificación, Calibración y ajustes de los dispositivos se documentan, registran y archivan adecuadamente.			
5. Para la Confirmación Metroológica del sistema de medición de temperatura se dispone de patrones asegurados metrologicamente, trazables a patrones reconocidos nacional o internacionalmente, y con certificados de Calibración expedidos según lineamientos de la norma ISO 17025 u equivalente.			
6. La Confirmación Metroológica del sistema de medición de presión se realiza con patrones asegurados metrologicamente, trazables a patrones reconocidos nacional o internacionalmente, y con certificados de Calibración expedidos según lineamientos de la norma ISO 17025 u equivalente.			
7. La siguiente información deberá estar disponible en el computador de flujo o ser colectada en un dispositivo portátil: Promedio mínimo cada hora de la presión estática, diferencial (si aplica) y temperatura. También densidad relativa, energía,			

TABLA 5

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN ESTÁTICA DE HIDROCARBURO CONDENSADO

Esta tabla señala las actividades críticas de la Medición Estática de hidrocarburos Condensado, que se realizan según el artículo 16 de esta resolución.

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (Cumple)	D (Deficiente)	N(No cumple)
FASE LÍQUIDA			
1) Cálculo de la cantidad de fase líquida de recibos, entregas e inventarios según el modelo de la norma técnica API MPMS 14.8.: $NSV = (TOV) \cdot CTSh \cdot CTL \cdot CPL$ (Ecuación 7)			
2) Verificación de implementación de las siguientes fuentes de cálculo para cada variable:			
a) TOV, "Volumen total observado", que corresponde a la lectura de nivel de GLP en el tanque, según la tabla de aforo.			
b) CTSh, factor de "Corrección por temperatura de lámina", representa el factor de corrección del volumen del tanque por efecto de la temperatura del GLP sobre la lámina del cilindro.			
c) CTL, "Factor de corrección por temperatura en el líquido", representa la corrección del volumen del hidrocarburo líquido, por el efecto de la temperatura, y que se obtiene de las normas técnicas obligatorias API MPMS 11.2.4, NTC 3853 y NFPA 58, para densidades relativas 60°F/60°F de GLP comprendidas entre 0.3500 y 0.6880.			
d) CPL, factor de corrección por el efecto de la presión en el líquido, que se obtiene de la norma técnica API MPMS 11.1.			
e) NSV, "volumen neto estándar", representa la cantidad del hidrocarburo líquido contenido en el tanque a condiciones de temperatura y presión estándar.			
FASE GASEOSA			
3) Cálculo de la cantidad de fase líquida de recibos, entregas e inventarios según los siguientes modelos que operacionalizan la norma técnica API MPMS 14.8.: $VOL_v = (VOLTK - TOV) \times CTSh$ (Ecuación 8) $DEN_v = M \times P / (Z \times R \times T)$ (Ecuación 9) $KG_v \text{ de GLP} = VOL_v \times DEN_v$ (Ecuación 10)			

4) Verificación de implementación de las siguientes fuentes de cálculo para cada variable:			
a) VOL _v , "Volumen de la fase de vapor", que corresponde al volumen total de aforo del tanque, según la tabla de aforo.			
b) TOV, "Volumen total observado", que corresponde a la lectura de nivel de GLP en el tanque, según la tabla de aforo.			
c) CTS _h , factor de "Corrección por temperatura de lámina", representa el factor de corrección del volumen del tanque por efecto de la temperatura del GLP sobre la lámina del cilindro.			
d) DEN _v , Es la densidad del GLP en fase de vapor a la temperatura y presión del producto en el tanque, que se calcula mediante la ecuación de estado de los gases.			
e) M, Peso molecular promedio del GLP, que se calcula a partir de la composición volumétrica en porcentaje de cada componente del GLP multiplicado por su respectivo peso molecular.			
f) Z, Factor de compresibilidad promedio del GLP en fase de vapor, que se calcula a partir de la composición volumétrica en porcentaje de cada componente del GLP multiplicado por su respectivo factor de compresibilidad.			
g) R, Constante universal de los gases ideales.			
h) P, T, Presión y Temperatura del vapor en el Tanque.			
i) KG _v , Cantidad de GLP en fase de vapor en Kilogramos.			

ACTIVIDADES CRÍTICAS DEL MUESTREO Y ENSAYOS DE CALIDAD DE GLP LÍQUIDO Y DE GLP GAS

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (Cumple)	D (Deficiente)	N (No cumple)
i) Disponibilidad de equipos de toma de muestras en línea para entregas por lectura de medidores.			
ii) Verificar que las cantidades recibidas y despachadas de GLP satisfagan las especificaciones de calidad de la norma técnica NTC 2303.			
iii) Verificar la existencia de registros de adición de odorizante en los lotes de GLP recibidos y despachados.			

producido desde las condiciones del medidor hasta las Condiciones Estándar (ft ³ /scf, m ³ /m ³).			
MEDICIÓN DE CRUDO			
Crudo total: $OV_{tot.sc} = OV_{sep-o.sc} + OV_{sep-g.sc} - OV_{pl.sc}$ (Ecuación 13)			
En donde: OV_{tot.sc} , volumen total de crudo para la producción del pozo en prueba a Condiciones Estándar (bbl, m ³) OV_{sep-o.sc} , es el volumen atribuido al crudo medido en el separador a Condiciones Estándar (bbl, m ³) OV_{sep-g.sc} , es el volumen de aceite atribuido al crudo condensado del gas medido en la salida de gas del separador de prueba a Condiciones Estándar (bbl, m ³) OV_{pl.sc} , es el volumen de aceite del fluido de potencia de levantamiento artificial, en Condiciones Estándar, si aplica (bbl, m ³)			
La ecuación para el cálculo del volumen de aceite a la salida de crudo en el separador para el pozo bajo prueba es la siguiente: $OV_{sep-o.sc} = OV_{sep-o.mc} \times (1 - X_{w.mc}) \times (1/B_{o.sep})$ (Ecuación 14)			
En donde: OV_{sep-o.sc} , es el volumen de aceite atribuido al crudo medido en la salida de crudo del separador de prueba, a Condiciones Estándar (bbl, m ³) OV_{sep-o.mc} , es el volumen de aceite determinado a la salida de crudo del separador por el medidor de flujo, a las condiciones del medidor (bbl, m ³) X_{w.mc} , es la fracción en volumen de agua en la mezcla agua/aceite ajustada a las condiciones del medidor de flujo B_{o.sep} , es el factor de corrección del volumen de aceite para el crudo que tiene en cuenta el cambio de fase del aceite producido en las condiciones del medidor hasta Condiciones Estándar (bbl/bbl, m ³ /m ³)			
MEDICIÓN DE AGUA			

TABLA 6

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA MEDICIÓN MULTIFÁSICA DE LA PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO

Esta tabla señala las actividades críticas de la Medición Multifásica de la Producción de Hidrocarburos en Boca de Pozo, de conformidad con la norma técnica oficializada API MPMS 20,3 20.5, que se realizan según parágrafo 1 y 2 del artículo 17 y artículo 18 de esta resolución.

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (Cumple)	D (Deficiente)	N (No cumple)
MEDICIÓN DE GAS			
La ecuación para el cálculo del gas total producido en el pozo bajo prueba es la siguiente: $GV_{tot.sc} = GV_{sep-g.sc} + GV_{sep-o.sc} - GV_{pl.sc}$ (Ecuación 11)			
En donde: GV_{tot.sc} , es el volumen de gas total para la prueba del pozo de producción, en Condiciones Estándar (mscf, 10 ³ m ³); GV_{sep-g.sc} , es el volumen de gas medido en el separador de prueba, en Condiciones Estándar (mscf, 10 ³ m ³); GV_{sep-o.sc} , es el volumen de gas atribuido al gas asociado al crudo medido en el separador de prueba, en (mscf, 10 ³ m ³); GV_{pl.sc} , es el volumen de gas de la corriente de gas-lift, en Condiciones Estándar (si aplica).			
La ecuación para el cálculo del volumen de gas medido en el separador para el pozo bajo prueba es la siguiente: $GV_{sep-g.sc} = GV_{sep-g.mc} \times (1/B_{g.sep})$ (Ecuación 12)			
En donde: GV_{sep-g.sc} , es el volumen de gas atribuido al gas medido en la salida de gas del separador, en Condiciones Estándar (mscf, 10 ³ m ³) GV_{sep-g.mc} , es el volumen de gas en la salida del separador, en las condiciones del medidor de flujo (mcf, 10 ³ m ³) B_{g.sep} , es el factor de corrección del volumen de gas que tiene en cuenta el cambio de fase del gas			

La ecuación para calcular el volumen total de agua producida para la duración de la prueba del pozo es la siguiente: $WV_{tot.sc} = WV_{sep-w.sc} - WV_{pl.sc}$ (Ecuación 15)			
En donde: WV_{tot.sc} , es el volumen total de agua del pozo bajo prueba a Condiciones Estándar (bbl, m ³) WV_{sep-w.sc} , es el volumen medido en la salida de agua del separador a Condiciones Estándar (bbl, m ³) WV_{pl.sc} , es el volumen de agua empleado para levantamiento artificial a Condiciones Estándar, si aplica (bbl, m ³)			
La ecuación para calcular el volumen de agua producida medido en la salida del separador de prueba es la siguiente: $WV_{sep-w.sc} = WV_{sep-w.mc} \times (1/B_{w.sep})$ (Ecuación 16)			
En donde: WV_{sep-w.sc} , es el volumen de agua del pozo bajo prueba medido a la salida de agua del separador a Condiciones Estándar (bbl, m ³) WV_{sep-w.mc} , es el volumen de agua medido por el medidor de flujo a la salida de agua del separador a las condiciones del medidor (bbl, m ³) B_{w.sep} , es el factor de corrección del volumen de agua, desde las condiciones del medidor hasta Condiciones Estándar (bbl/bbl, m ³ /m ³)			

TABLA 7

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BOCA DE POZO

Esta tabla señala la expresión aplicable para el cálculo de la producción neta de hidrocarburos de un Campo en Boca de Pozo, observando la norma técnica oficializada API MPMS 20.1, que se realizan los artículos 19 y 20 de esta resolución.

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (Cumple)	D (Deficiente)	N(No cumple)
1. PRODUCCIÓN NETA EN BOCA DE POZO			
El cálculo de la PRODUCCIÓN NETA en Boca de Pozo se lleva a cabo mediante el siguiente modelo matemático: Producción neta = Entregas o ventas [API MPMS 12.1.1 & 12.2] + quemadas [API MPMS 14.10] + consumos [API MPMS 12.1.1 & 12.2]+ reinyección [API MPMS 21.1] + pérdidas procesamiento: PNI, PI [API MPMS Ch. 23.1] + (Inventario final – Inventario Inicial en equipos, tanques, líneas y volúmenes muertos) [API MPMS 12.1.1] (Ecuación 17)			
2. PRODUCCIÓN FISCAL NETA EN BOCA DE POZO			
El cálculo de la PRODUCCIÓN FISCAL NETA en Boca de Pozo se lleva a cabo mediante el siguiente modelo matemático: Producción fiscal neta = Entregas o ventas (API MPMS 12.1.1. & 12.2) + Quemas de gas no aprobadas (API MPMS 14.10) + consumos (API MPMS 12.1.1. & 12.2) – reinyección (API MPMS 21.1) + pérdidas procesamiento: PNI, PI (API MPMS CH. 23.1) +			

(Inventario final – Inventario Inicial en equipos, tanques, líneas y volúmenes muertos) (API MPMS 12.1.1.). (Ecuación 18)			
---	--	--	--

TABLA 8

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE CANTIDAD POR ASIGNACIÓN POR POZO PRODUCTOR

Esta tabla ilustra sobre el proceso de asignación de producción por pozo conformado por las 3 etapas que siguen, observando la norma técnica oficializada API MPMS 20.5 según se indica en los artículos 21 y 22 de esta resolución.

Primera: el fluido producido entra directamente a equipos de separación de fases, en el que se hace una primera segregación del petróleo líquido, del gas y del agua separable.

Las corrientes separadas son objeto de una medición continua que puede realizarse mediante el uso de cualquiera de los siguientes medidores:

- ✓ Medidores de flujo másico,
- ✓ Medidores de flujo para gas y líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- ✓ Medidores de flujo para gas y mediciones en tanques para fluidos líquidos, luego de la etapa de separación de fases;
- ✓ Medidores de flujo para gas y mediciones en carotantes para los fluidos líquidos.

La Estimación a Prorrata puede realizarse a partir de las mediciones temporales de los hidrocarburos en pruebas de producción.

La Estimación a Prorrata consiste en medir los fluidos producidos durante un tiempo mínimo de seis (6) horas, para determinar la media de producción por hora o por día, a partir de la cual se estima a prorrata la producción de los fluidos del pozo para el mes de producción.

La duración de las pruebas de pozos puede variarse de acuerdo con la regularidad en el tiempo de sus flujos de producción.

Segunda: Luego del proceso de separación y limpieza o adecuación de calidad de los hidrocarburos producidos, tanto las corrientes de uso comercial como las corrientes internas de la Facilidad de producción (Para uso propio, reinyección, quema u otros), se determinan las cantidades de hidrocarburos separadas, en los Puntos de Medición Oficial, previamente aprobados por el Ente de Fiscalización, empleando para ellos:

- a) Mediciones en tanques debidamente aforados (Medición Estática), o, utilizando cualquiera de los medidores de flujo debidamente calibrados (Medición Dinámica).
- b) El Balance Volumétrico que corresponde a las Facilidades que intervienen en el manejo y medición de los fluidos de producción, de acuerdo con el modelo de balance que haya aprobado el Ministerio de Minas y Energía, o el Ente de Fiscalización
- c) Los inventarios de volúmenes muertos en fondos de los tanques y lleno de líneas de Transferencia entre equipos.

Tercera: El ejercicio de asignación se realiza a partir de los hidrocarburos limpios producidos, y a prorrata de la producción de cada pozo según las pruebas de

potencial, con base en una expresión numérica de la relación o prorrata denominada "factor de Campo"

Conocidos los volúmenes de hidrocarburos limpios producidos por el Campo, se determina el aporte de cada pozo productor a partir de las siguientes expresiones:

$$FC = \text{PROD}(\text{TCV}) / \sum Q(i) \quad (\text{Ecuación 19})$$

$$FA (i) = Q(i) \times FC \quad (\text{Ecuación 20})$$

En donde:

Q(i), Volumen neto de fluidos de producción medido o estimado del pozo (i) de un determinado Campo, mediante prueba de pozos o medición multifásica
 $\sum Q(i)$, Sumatoria de los volúmenes netos de fluidos de producción medidos o estimados de todos los pozos del respectivo Campo.

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

FC, es el factor del Campo.

FA, es el volumen corregido de producción neta de un determinado pozo, que se calcula a partir del factor de campo

A manera de ejemplo ilustrativo, la Figura 8.1 ilustra tres (3) Campos A, B, C con sus respectivos pozos productores.

1. EL CASO IDEAL

Cada Campo totaliza su producción, por lo que el ejemplo se denomina CASO IDEAL,

1. Se muestran tres (3) etapas a cumplir en el proceso de Medición por Asignación.
2. En la Etapa I, se registran los volúmenes obtenidos para cada uno de los pozos en cada Campo, como resultado de las pruebas de producción de cada pozo.
3. En la Etapa II, se han registrado los volúmenes totales determinados en el Punto de Medición Oficial y el total para los tres Campos.
4. En la Etapa III se cumplen dos procesos de cálculo:
 - a. Determinación del factor de Campo.
 - b. Determinación del volumen asignado a cada pozo, según el factor de Campo correspondiente.

CASO IDEAL			
Etapa I, prueba de pozos, BPD		Etapa II, Entrega diaria en PMOTC, BPD	
CAMPO A		Factor campo	
Pozo 1	1000		Asignación, BPD
Pozo 2	200		1053,72
Pozo 3	40		210,74
Pozo 4	150		42,15
Pozo 5	25		158,06
Pozo 6	37		26,34
Total A	1452	1,0537	1530,00
CAMPO B		Factor campo	
Pozo 11	400		Asignación, BPD
Pozo 22	320		349,26
Pozo 33	200		279,41
Pozo 44	123		174,63
Pozo 55	45		107,40
Total B	1088	0,8732	950,00
CAMPO C		Factor campo	
Pozo 61	12		Asignación, BPD
Pozo 62	15		9,74
Pozo 63	22		12,18
Pozo 64	45		17,86
Pozo 65	23		36,54
Total C	117	0,8120	95,00
Totalizador			
			1530
			950
			95
			2575

Figura 8.1 – Caso ideal de pozos con medidores de flujo

2. EL CASO DE DOS CAMPOS COMPARTIENDO FACILIDADES DE TRATAMIENTO Y MEDICIÓN

La Figura 8.2 ilustra igualmente 3 Campos A, B, C con sus respectivos pozos productores.

1. Se muestran 3 etapas a cumplir en el proceso de Medición por Asignación.
2. En la Etapa I, se registran los volúmenes obtenidos para cada uno de los pozos en cada Campo, como resultado de las pruebas de producción de cada pozo.
3. En la Etapa II, se registran los volúmenes totales determinados en el Punto de Medición Oficial.

El Campo C no dispone de medición o sistema totalizador de la producción, por tanto, ese "ahorro" del medidor se resuelve por un doble ejercicio de asignación. La producción para el Campo C se determina por diferencia entre el volumen total calculado en el PMO para los tres Campos, menos la producción de los Campos A y B, lo que arroja un resultado de 88 bbls.

4. Los dos procesos de asignación de la Etapa III son los siguientes:
 - a. Determinación del factor de Campo.
 - b. Determinación del volumen asignado a cada pozo, según el factor de Campo calculado correspondiente.

Este segundo ejemplo denominado CASO CAMPO PEQUEÑO SIN MEDIDOR demuestra que el Operador que se ahorra la adquisición de equipos de medida queda sujeto a los errores e Incertidumbres de medición de todos los Campos que intervienen en el ciclo de doble lazo de asignación.

CASO CAMPO PEQUEÑO SIN MEDIDOR			
Etapa I, prueba de pozos, BPD		Etapa II, Entrega diaria en PMOTC, BPD	
CAMPO A		Factor campo	
Pozo 1	1000		Asignación, BPD
Pozo 2	200		1053,72
Pozo 3	40		210,74
Pozo 4	150		42,15
Pozo 5	25		158,06
Pozo 6	37		26,34
Total A	1452	1,0537	1530,00
CAMPO B		Factor campo	
Pozo 11	400		Asignación, BPD
Pozo 22	320		349,26
Pozo 33	200		279,41
Pozo 44	123		174,63
Pozo 55	45		107,40
Total B	1088	0,8732	950,00
CAMPO C		Factor campo	
Pozo 61	12		Asignación, BPD
Pozo 62	15		9,03
Pozo 63	22		11,28
Pozo 64	45		16,55
Pozo 65	23		33,85
Total C	117	0,7521	88,00
Totalizador			
			1530
			950
			88
			2568

Figura 8.2 – Campo pequeño sin medidor de flujo

TABLA 9

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA CONCILIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN "AGUAS ABAJO"

Esta tabla ilustra sobre el proceso de conciliación volumétrica "aguas abajo" de la producción diaria de los hidrocarburos producidos, observando las Normas Técnicas Oficializadas API MPMS 23.1 y 23.2; según se indica en el artículo 26 de esta resolución. Las pérdidas o ganancias, expresadas en barriles, para la operación de un Terminal de entrega de hidrocarburos en un determinado período de tiempo, se expresa como un número positivo mediante la siguiente ecuación:

$$L/G = (BI + R) - (CI + D) \quad (\text{Ecuación 21})$$

En donde,

- L/G, es el resultado de pérdida o ganancia,
- CI, es el inventario de cierre, o final del oleoducto.
- BI, es el inventario inicial o de apertura del Terminal,
- D, los despachos que se hacen desde el Terminal, o retiros que hacen los remitentes
- R, Los recibos en el Terminal, o entregas que hacen los remitentes.

ACTIVIDADES VERIFICABLES	C (cumple)	D (deficiente)	N(no cumple)
PRESENTACIÓN DE LOS DATOS			
1. Los datos se presentan en forma de gráficos de control, gráficos de tendencias o gráficos acumulativos y se incluyen límites de control y líneas de tendencia.			
2. Los gráficos utilizados para el seguimiento de los sistemas volumétricos se encuentran actualizados.			
CARTAS DE CONTROL			
3. Los gráficos de control incluyen límites que definen el rendimiento normal y anormal del sistema que indican cuándo ha cambiado algo en el sistema y/o si se requieren acciones correctivas.			
4. Los límites de control han sido determinados por el rendimiento histórico del sistema o por valores de tipo contractual.			
5. Los datos de los gráficos de control tienden a rondar un valor central (media), que es la media aritmética de los datos y puede representarse			

mediante una línea horizontal en el gráfico.			
6. El gráfico de control también incluye límites de control superior e inferior (UCL y LCL, respectivamente) que pueden ser (1) definidos como límites de ingeniería, que son valores basados en la experiencia o en objetivos de rendimiento, o (2) definidos estadísticamente como tres desviaciones estándar por encima y por debajo de la media.			
ANÁLISIS DE PÉRDIDAS/GANANCIAS DEL SISTEMA			
7. Se ha identificado la causa de las L/G y se han tomado las medidas adecuadas para resolver o corregir el problema.			
8. Los informes de investigación ofrecen recomendaciones detalladas y asignan responsabilidades para garantizar una resolución completa del problema.			

TABLA 10

ACTIVIDADES CRÍTICAS DE LA DETERMINACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN.

Sin perjuicio de las expresiones matemáticas para el cálculo de la Incertidumbre de medición que se recogen en la norma técnica oficializada API MPMS 13.3 e ISO estándar 5168, esta tabla presenta una fórmula abreviada de estimación de la Incertidumbre de medición y los límites de Incertidumbre aceptados, según se anunció en los artículos 35, 36 y 37 de esta resolución.

1. FÓRMULA ABREVIADA PARA ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE

Teniendo en cuenta que la Incertidumbre de medición en una Facilidad de producción de hidrocarburos depende de la contribución de las Incertidumbres de medición de las corrientes de fluidos o de las variables que intervienen en la medición de dicha producción, la Incertidumbre de la producción puede estimarse mediante la fórmula de la raíz cuadrada de la suma de las Incertidumbres al cuadrado de las variables o corrientes que intervienen individualmente para arrojar el volumen de producción, así.

$$\text{Incertidumbre} = \pm [(v_1)^2 + (v_2)^2 + (v_3)^2 + (v_4)^2 + \dots + (v_n)^2]^{1/2} \quad (\text{Ecuación 22})$$

En donde,

$v_1, v_2, v_3, v_4, \dots, v_n$, las variables y corrientes de materiales que intervienen en el cálculo de la producción en un intervalo de tiempo dado.

Ejemplo ilustrativo No.1

Determine la Incertidumbre de un tanque aforado con medidas remotas de radar, aprobado como punto de Medición Oficial y Transferencia de custodia (PMOTC), sujeto a las siguientes Incertidumbres confirmadas:

- Aforo del tanque: **0,22%**
- Cinta de medición y medidas remotas de nivel con radar para el hidrocarburo: **0,05%**
- Muestreo y ensayo de contenido de agua: **0,20%**
- Medidas de nivel de agua con cinta de aforo: **0,10%**

$$\text{Incertidumbre del PMOTC} = \pm [(0,22\%)^2 + (0,05\%)^2 + (0,20\%)^2 + (0,10\%)^2]^{1/2}$$

$$\text{Incertidumbre del PMOTC} = \pm 0,32\%$$

Ejemplo ilustrativo No.2

Determine la Incertidumbre de un sistema de medición de gas aprobado como PMOTC, sujeto a las siguientes Incertidumbres confirmadas:

- Medidor ultrasónico - Incertidumbre del medidor de gas = 0,25%
- Incertidumbre del contador de pulsos = 0,5%

- Incertidumbre del transmisor de pulsos = 0,25%
- Incertidumbre de la composición del gas = 0,5%
- Incertidumbre del muestreo y análisis de gas = 1,5%

$$\text{Incertidumbre del PMOTC} = \pm [(0,25\%)^2 + (0,5\%)^2 + (0,25\%)^2 + (0,50\%)^2 + (1,5\%)^2]^{1/2}$$

$$\text{Incertidumbre del PMOTC} = \pm 1,62\%$$

2. LÍMITES ACEPTABLES DE INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN

Se fijan como valor de exactitud e Incertidumbre los valores que se muestran en la Figura 10.1.

Promedio de producción de hidrocarburos, Barriles por día (BPD)	Incertidumbre de medición
1. Mayor o igual a 1.000 BPD	±0,50 por ciento.
2. Mayor o igual a 500 BPD y menor de 1.000 BPD.	±1,00 por ciento.
3. Menor de 500 BPD.	±1,50 por ciento.

Figura 10.1. Límites de Incertidumbre en Puntos de Medición Oficial y Transferencia de custodia

Bases para la selección de rangos de producción: Los límites de producción anteriores surgieron de un análisis estadístico de la producción promedio de 2021, el cual demostró que de la producción total diaria de 740.000 BPD:

- El 20% de la producción se obtiene de Campos que producen hasta 2.748 BPD
- El 10% de la producción se obtiene de Campos que producen hasta 1.035 BPD
- El 5% de la producción se obtiene de Campos que producen hasta 507 BPD

3. RANGO DE LÍMITES DE ACEPTACIÓN PARA FACTORES DE CAMPO EN MEDICIÓN EN CAMPOS CONTINENTALES

Se fijan como factores de Campo y de asignación, para distintos tipos de crudos y fluidos de producción los valores límites que se reflejan en la Figura 10.2.

Factores de Campo (FC)	Rango de límites de aceptación para FC. Producción mayor o igual a 1000 BPD	Rango de límites de aceptación para FC. Producción menor de 1000 BPD
Petróleo, Gravedad API mayor a 22,3	0,95000 – 1,05000	0,85000 – 1,15000
Gas	0,90000 – 1,10000	0,80000 – 1,20000
Agua	0,90000 – 1,10000	0,90000 – 1,10000

Petróleo, Gravedad API menor o igual a 22,3	0,85000 – 1,15000	0,80000 – 1,20000
---	-------------------	-------------------

Figura 10.2. Límites de los factores de Campo y de asignación

TABLA 11

PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD PARA EL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN DE ACUERDO CON LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTC ICONTEC 10012. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA MEDICIÓN. REQUISITOS PARA LOS PROCESOS DE MEDICIÓN Y LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.
Declaración de Primera Parte

PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.			
NORMA NTC - ISO 10012			
SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA MEDICIÓN. REQUISITOS PARA LOS PROCESOS DE MEDICIÓN Y LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.			
VERIFICACIÓN DE CONFORMIDAD			
Revisión y certificación (Atestación de tercera parte) conforme a las definiciones de la norma NTC ISO 17000.			
= REQUISITOS =	C (Cumple)	D (Deficiente)	N(No cumple)
5. RESPONSABILIDAD DE LA DIRECCIÓN			
5.1. FUNCIÓN METROLÓGICA			
Recursos para la función metrológica.			
Documentación y mantenimiento del sistema de gestión de las mediciones (SGM).			
5.2. ENFOQUE AL CLIENTE			
Requisitos de medición del cliente			
Requisitos metrológicos de los clientes			
Demonstración de cumplimiento de los requisitos del cliente.			
2.3. OBJETIVOS DE LA CALIDAD			
Medibles			
Criterios de desempeño objetivos.			
Procedimientos para procesos de medición y para su control.			
5.4. REVISIÓN POR LA DIRECCIÓN			
Revisión sistemática del SGM			
Decisión de frecuencia óptima de revisión			
Aseguramiento de adecuación, eficacia y conveniencia continua			
Disponibilidad de los recursos necesarios para revisión adecuada del SGM			
Resultados de la revisión por la dirección como fuente de cambios necesarios en el sistema, objetivos de calidad y de mejora de los procesos de medición.			

<p>Registros de los resultados de las revisiones y de las decisiones tomadas</p> <p>6. GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS</p> <p>6.1. RECURSOS HUMANOS</p> <p>6.1.1. RESPONSABILIDAD DEL PERSONAL</p> <p>Documentación de responsabilidades del personal de gestión de medición</p> <p>Organigramas</p> <p>Descripción de puestos de trabajo</p> <p>Instrucciones o procedimientos de trabajo</p> <p>Especialistas externos</p> <p>6.1.2. COMPETENCIA Y FORMACIÓN</p> <p>Actitud del personal</p> <p>Formación según necesidades</p> <p>Obligaciones y responsabilidades con enfoque en eficacia calidad de mediciones y producto</p> <p>6.2. RECURSOS DE INFORMACIÓN</p> <p>6.2.1. PROCEDIMIENTOS</p> <p>Procedimientos de medición documentados</p> <p>Implementación adecuada de procedimientos</p> <p>Procedimientos aplicados en forma coherente</p> <p>Verificación de validez de resultados de mediciones</p> <p>Documentación de controles y autorizaciones para nuevos procedimientos o cambios de los existentes</p> <p>Disponibilidad de los procedimientos vigentes</p> <p>6.2.2. SOFTWARE</p> <p>Documentación del software utilizado en los procesos y cálculos de medición</p> <p>Software y resultados controlados</p> <p>Cambios y revisiones del software probados y validado antes de su uso inicial</p> <p>Pruebas representativas de Validación del software y sus resultados</p> <p>6.2.3. REGISTROS</p> <p>Procedimientos documentados para asegurar la identificación, el almacenamiento, la protección, la recuperación, el tiempo de retención, y la disposición de los registros.</p> <p>6.2.4. IDENTIFICACIÓN</p> <p>Procedimientos técnicos y equipos de medición empleado, debidamente identificados.</p>	<p>Estado de Confirmación Metroológica de los equipos debidamente identificado.</p> <p>6.3. RECURSOS MATERIALES</p> <p>6.3.1. EQUIPOS DE MEDICIÓN</p> <p>Equipo de medición disponible debe ser necesario para satisfacer los requisitos metroológicos.</p> <p>Equipo de medición disponible en estado de Calibración válido para intervenir en operaciones.</p> <p>Equipo de medición disponible se utiliza en ambiente controlado o adecuado para asegurar resultados válidos de medición.</p> <p>Equipo de medición disponible debidamente registrado e identificado en el SGM.</p> <p>Procedimientos documentados para recibir, manipular, transportar, almacenar y distribuir los equipos de medición.</p> <p>Procedimientos para incorporar o retirar el equipo de medición del sistema.</p> <p>6.3.2. MEDIO AMBIENTE</p> <p>Condiciones ambientales requeridas para el funcionamiento eficaz de los procesos de medición debidamente documentadas</p> <p>Condiciones ambientales que afectan a las mediciones debidamente registradas para seguimiento posterior</p> <p>Resultados de la medición y condiciones ambientales bajo las cuales se realizaron debidamente documentadas.</p> <p>6.4. PROVEEDORES EXTERNOS</p> <p>Requisitos para productos y servicios a recibirse de proveedores externos debidamente identificados y registrados.</p> <p>Proveedores externos evaluados y seleccionados según capacidad de respuesta y documentación respectiva del proceso</p> <p>Criterios para selección, seguimiento, evaluación y posterior registro de los resultados obtenidos, de los proveedores externos, debidamente documentados y registrados.</p> <p>Mantenimiento adecuado de registros de productos o servicios recibidos de proveedores externos.</p> <p>7. CONFIRMACIÓN METROLOGICA Y REALIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE MEDICIÓN</p> <p>7.1. CONFIRMACIÓN METROLOGICA</p> <p>7.1.1. GENERALIDADES</p>
<p>Las características metroológicas del equipo de medición deben cumplir con requisitos metroológicos del proceso de medición</p> <p>Los procesos de Confirmación Metroológica, métodos para verificar que las Incertidumbres de medición y/o los errores del equipo de medición, deben satisfacer límites permisibles de requisitos metroológicos.</p> <p>Información sobre estado de Confirmación Metroológica del equipo de medición debe estar accesible al Operador</p> <p>Características metroológicas del equipo de medición deben ser apropiadas para el uso previsto.</p> <p>7.1.2. INTERVALOS DE CONFIRMACIÓN METROLOGICA</p> <p>Procedimientos documentados sobre, los métodos utilizados para determinar o modificar los intervalos de Confirmación Metroológica.</p> <p>Revisión y ajuste de intervalos de Confirmación Metroológica cuando sea necesario, para asegurar el cumplimiento continuo de requisitos metroológicos.</p> <p>Revisión del intervalo de Confirmación Metroológica de un equipo, cuando se repare, ajuste o modifique.</p> <p>7.1.3. CONTROL DE AJUSTES DEL EQUIPO</p> <p>Los medios y dispositivos de ajuste del equipo de medición calibrado deben encontrarse sellados o salvaguardados.</p> <p>Los sistemas de sellos o salvaguardas deben permitir la detección de alteraciones.</p> <p>Los procedimientos de Confirmación Metroológica incluyen acciones a tomar cuando los sellos y las salvaguardas se hayan dañado, roto, perdido o hayan sido alterados.</p> <p>7.1.4. RIESGOS DEL PROCESO DE CONFIRMACIÓN METROLOGICA</p> <p>Los registros de procesos de Confirmación Metroológica deben estar fechados y aprobados por una persona autorizada para atestiguar la veracidad de los resultados; y mantenerse organizados y disponibles.</p> <p>Los registros de Confirmación Metroológica para cada uno de los equipos de medición cumplen con los requisitos metroológicos especificados</p> <p>Señale la siguiente información en los registros de Confirmación Metroológica de cada equipo:</p>	<p>a) Descripción e identificación única del fabricante del equipo, tipo, número de serie, etc.,</p> <p>b) Fecha en la cual se completó la Confirmación Metroológica</p> <p>c) Resultado de la Confirmación Metroológica</p> <p>d) Intervalo de Confirmación Metroológica asignado</p> <p>e) Identificación del procedimiento de Confirmación Metroológica</p> <p>f) Error máximo permitido designado</p> <p>g) Condiciones ambientales pertinentes y una declaración sobre cualquier corrección necesaria</p> <p>h) Incertidumbres implicadas en la Calibración del equipo</p> <p>i) Detalles del mantenimiento, tales como ajustes, reparaciones y modificaciones realizadas</p> <p>j) Cualquier limitación de uso existente</p> <p>k) Identificación de la persona o personas que realizaron la Confirmación Metroológica</p> <p>l) Identificación de la o las personas responsables de la veracidad de la información registrada</p> <p>m) Identificación única de certificados e informes de Calibración y de otros documentos pertinentes</p> <p>n) Evidencia de la Trazabilidad de los resultados de Calibración</p> <p>o) Requisitos metroológicos para el uso previsto</p> <p>p) Resultados de Calibración obtenidos después y, cuando se requiera, antes de cualquier ajuste, modificación o reparación.</p> <p>La función metroológica debe asegurar que solo las personas autorizadas generen, modifiquen, emitan o borren registros.</p> <p>7.2. PROCESO DE MEDICIÓN</p> <p>7.2.1. GENERALIDADES</p> <p>Procesos de medición del SGM, deben ser planificados, validados, implementados, documentados y controlados.</p> <p>Las magnitudes de influencia que afectan a los procesos de medición son identificadas y tenidas en consideración.</p> <p>La especificación completa de cada uno de los procesos de medición, la identificación de todos los equipos pertinentes, procedimientos de medición, software para la medición,</p>

<p>condiciones de uso, aptitud del Operador y todos los factores que afecten la fiabilidad de los resultados de la medición, se toman en consideración dentro del SGM.</p> <p>Procedimientos documentados para el control de los procesos de medición.</p> <p>7.2.2. DISEÑO DEL PROCESO DE MEDICIÓN</p> <p>Requisitos metroológicos determinados con base en los requerimientos del cliente, de la organización, y de los requisitos legales y reglamentarios</p> <p>Requisitos metroológicos previamente acordados con el cliente.</p> <p>Elementos constitutivos y controles pertinentes de cada proceso de medición debidamente identificados</p> <p>La especificación de los procesos de medición debe abarcar los siguientes elementos:</p> <p>a) Mediciones necesarias para asegurar la calidad y cantidad del producto.</p> <p>b) Métodos de medición, equipo requerido para realizar la medición y definirlo; y las habilidades y calificaciones requeridas por el personal que realizar las mediciones.</p> <p>Diseño del proceso de medición en forma que impida la propagación de resultados de medición erróneos, y se asegure la rápida detección de deficiencias y oportunidad de las acciones correctivas.</p> <p>Características de desempeño requeridas para el uso previsto de los sistemas de medición, debidamente identificadas y cuantificadas. Entre ellas, las siguientes características:</p> <p>a) La Incertidumbre de la medición.</p> <p>b) La estabilidad</p> <p>c) El error máximo permitido</p> <p>d) La repetibilidad</p> <p>e) La reproducibilidad</p> <p>f) El nivel de habilidad del Operador.</p> <p>g) Otra importante</p> <p>7.2.3. REALIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE MEDICIÓN</p> <p>Los procesos de medición deben llevarse a cabo bajo condiciones controladas, diseñadas para cumplir con los requisitos metroológicos.</p> <p>Debe verificarse la existencia de por lo menos las siguientes condiciones controladas:</p> <p>a) El uso de equipo confirmado;</p>		<p>b) La aplicación de procedimientos de medición validados;</p> <p>c) La disponibilidad de recursos de información requeridos;</p> <p>d) Mantenimiento de las condiciones ambientales requeridas;</p> <p>e) Uso de personal competente;</p> <p>f) Transmisión correcta de los resultados;</p> <p>g) Implementación de seguimiento según se especifique</p> <p>7.2.4. REGISTROS DE LOS PROCESOS DE MEDICIÓN</p> <p>La función metroológica, debe por lo menos cumplir los siguientes requisitos:</p> <p>a) Descripción completa de los procesos de medición implementados, incluyendo todos los elementos utilizados (por ejemplo: Operadores, cualquier equipo de medición o patrón de control) y las condiciones de operación pertinentes.</p> <p>b) Datos pertinentes obtenidos de los controles del proceso de medición, incluyendo cualquier información pertinente a la Incertidumbre de la medición.</p> <p>c) Acciones tomadas como resultado de los datos del control del proceso de medición</p> <p>d) Fecha o fechas en las cuales se llevaron a cabo las actividades de control del proceso de medición</p> <p>e) Identificación de los documentos de Verificación pertinentes</p> <p>f) Identificación de la persona responsable de proporcionar la información para los registros</p> <p>g) Aptitudes (requeridas y logradas) del personal</p> <p>7.3. INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN Y TRAZABILIDAD</p> <p>7.3.1. INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN</p> <p>Estimación de la Incertidumbre de medición para cada proceso de medición del SGM</p> <p>Auditorías del SGM llevadas a cabo por personal de la organización, de la función metroológica, contratado o de tercera parte.</p> <p>Los Auditores no pueden auditar las áreas de su propia responsabilidad.</p>	
<p>7.3.2. SEGUIMIENTO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LAS MEDICIONES</p> <p>Ejecución de seguimiento de los procesos de Confirmación Metroológica y de medición de los procesos incluidos en el SGM.</p> <p>Seguimiento debe realizarse de acuerdo con procedimientos documentados y con frecuencias preestablecidas.</p> <p>El seguimiento incluye la determinación de los métodos aplicables, técnicas estadísticas y estudios sobre la aplicación de los métodos en otros usos.</p> <p>8.3. CONTROL DE LAS NO CONFORMIDADES</p> <p>8.3.1. SISTEMA DE GESTIÓN DE LAS MEDICIONES NO CONFORMES</p> <p>Los elementos no conformes deben identificarse para evitar cualquier uso involuntario de ellos.</p> <p>Deben realizarse acciones provisionales (por ejemplo, planes de trabajo alternativos) mientras se implementan las acciones correctivas.</p> <p>8.3.2. PROCESOS DE MEDICIÓN NO CONFORMES</p> <p>Las fallas en un proceso de medición, por deterioro de un patrón de control o cambios en la competencia del Operador, entre otros, por ejemplo, deben mostrarse a través de indicadores post-proceso.</p> <p>Indique cuáles de los siguientes indicadores de post-proceso, utiliza el sistema:</p> <p>a) Análisis de gráficos de control</p> <p>b) Análisis de gráficos de tendencia</p> <p>c) Inspecciones subsiguientes</p> <p>d) Comparaciones interlaboratorios</p> <p>e) Auditoría interna</p> <p>f) Retroalimentación del cliente</p> <p>8.3.3. EQUIPO DE MEDICIÓN NO CONFORME</p> <p>Todo equipo de medición bajo sospecha de encontrarse bajo las siguientes causales de no conformidad, debe ser retirado del servicio, segregándolo e identificándolo mediante una etiqueta o marca destacada.</p> <p>a) Está dañado</p> <p>b) Ha sido sobrecargado</p> <p>c) Funciona incorrectamente de modo que pueda invalidar su uso previsto</p> <p>d) Produce resultados de medición incorrectos</p>		<p>e) Está fuera de su intervalo designado de Confirmación Metroológica</p> <p>f) Ha sido manipulado incorrectamente</p> <p>g) Tiene su sello o salvaguarda roto o dañado</p> <p>h) Ha sido expuesto a magnitudes de influencia que puedan afectar adversamente su uso previsto (Por ejemplo: Campos magnéticos, polvo)</p> <p>8.4. MEJORA</p> <p>8.4.1. GENERALIDADES</p> <p>La función metroológica debe incluir la planificación y gestión de mejora continua del SGM, a partir de los resultados de las auditorías, revisiones de la dirección y otros factores pertinentes, tales como la retroalimentación de los clientes.</p> <p>La función metroológica debe revisar e identificar oportunidades potenciales para mejorar el sistema de gestión de las mediciones y modificarlo en la medida de lo necesario.</p> <p>8.4.2. ACCIÓN CORRECTIVA</p> <p>Se debe actuar para identificar la causa y eliminar la discrepancia, cuando un elemento del sistema de gestión de las mediciones no cumpla los requisitos especificados, o cuando los datos pertinentes muestren una tendencia inaceptable.</p> <p>Las correcciones y el resultado de las acciones correctivas deben verificarse antes de utilizar nuevamente el proceso de medición.</p> <p>Los criterios bajo los que se toman acciones correctivas deben documentarse</p> <p>8.4.3. ACCIÓN PREVENTIVA</p> <p>La función metroológica debe determinar las acciones idóneas para eliminar las causas potenciales de mediciones no conformes, para prevenir su ocurrencia.</p> <p>Debe disponerse de procedimientos documentados para definir los requisitos para:</p> <p>a) Determinar las no conformidades potenciales y sus causas</p> <p>b) Evaluar la necesidad de acciones para prevenir la ocurrencia de no conformidades</p> <p>c) Determinar e implantar la acción necesaria</p> <p>d) Revisar la acción preventiva tomada.</p>	

TABLA 12.
FRECUENCIAS MÍNIMAS DE CALIBRACIÓN Y VERIFICACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Aplicación	Tipo de medidor	Método de calibración						Frecuencia sugerida de calibración/verificación
		Gravimétrico	Volumétrico				Material de Referencia	
			Probador desplazamiento	Medidor maestro	Tanque probador	Otros patrones		
Punto de Medición Oficial que entregue al SNT	Coriolis	A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	De acuerdo con lo establecido en el RUT
	Ultrasónico Turbinas Rotativas	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	
	Placa de Orificio	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Punto de Medición Oficial que no entregue al SNT	Coriolis	A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	Cada seis (6) años
	Ultrasónico	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	
	Turbina Rotativas	N/A	N/A	A	N/A	N/A	N/A	Cada tres (3) años
	Placa de Orificio	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Verificación dimensional interna cada 5 años
Crudo y condensado (Punto de Medición Oficial)	PD							Mensual
	Turbinas	N/A	A	A	A	N/A	N/A	
	Ultrasónico							
Diluyente	Coriolis	A	A	A	A	N/A	N/A	Mensual
	PD							A anual
	Turbinas	N/A	A	A	A	N/A	N/A	
Vortex								
Agua	USM							A anual
	Coriolis	A	A	A	A	N/A	N/A	
	PD							
	Turbinas	N/A	A	A	A	N/A	N/A	
Presión	Vortex							Mínimo mensual Máximo semestral
	Magnéticos							
	Ultrasónico							
Temperatura	Coriolis	A	A	A	A	N/A	N/A	(*) (**)
	Transmisor / Transductor	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	

Aplicación	Tipo de medidor	Método de calibración						Frecuencia sugerida de calibración/verificación
		Gravimétrico	Volumétrico				Material de Referencia	
			Probador desplazamiento	Medidor maestro	Tanque probador	Otros patrones		
Punto de Medición Oficial que entregue al SNT	Termómetros de vidrio y digital	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	A anual
	Analizadores en línea	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	A	De acuerdo con lo establecido en el RUT
Calidad de gas	Hidrocarburos líquidos	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	Semestral
	Hidrocarburos gaseosos	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	
Calidad de Crudo	Karl Fisher	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A	A anual
	Masa	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A	A anual
	Peso	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A	A anual
	Termohigrómetro	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A	A anual

A= Método aceptable; N/A= No Aplica

*La frecuencia de la calibración podrá ser definida a partir del desempeño metroológico del elemento, considerando los resultados de por lo menos dos calibraciones sucesivas (incluyendo la calibración inicial) y siguiendo los lineamientos establecidos en la OIML D10. Para Puntos de Medición Oficial que entreguen al SNT, aplicar los requerimientos establecidos en el RUT

NOTA: Para los sistemas de medición de gas que no tengan como fin determinar el volumen de gas inyectado al SNT, tales como consumos internos, inyección en el subsuelo, entre otros, las frecuencias de calibración de los medidores deberán ser como mínimo establecidas en los Puntos de Medición Oficial que no entregan al SNT.

(C. F.).

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 0952 DE 2022

(julio 6)

por medio del cual se aprueba el Acuerdo 01 de 2022 y sus anexos del Consejo Profesional de Administración de Empresas.

La Ministra de Comercio, Industria y Turismo, en ejercicio de sus facultades legales, en especial, la que le confiere el Decreto 210 de 2003 y de acuerdo con el contenido de los artículos 4° y 14 del Decreto reglamentario 2718 de 1984, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 60 de 1981 creó al Consejo Profesional de Administración de Empresas y el Decreto reglamentario 2718 de 1984 lo determinó como un organismo adscrito al Despacho del Ministro de Desarrollo Económico.

Que el literal i) del artículo 9° de la Ley 60 de 1981, faculta al Consejo Profesional de Administración de Empresas para dictar su propio reglamento, estructurar su funcionamiento, organizar su propia Secretaría Ejecutiva y fijar sus normas de financiación.

Que el artículo 14 del Decreto Reglamentado 2718 de 1984 consagra “El Consejo Profesional de Administración de Empresas, en ejercicio de la función que le confiere el literal i) del artículo 9° de la Ley 60 de 1981, dictará su propio reglamento el cual, para su validez, requerirá de la aprobación posterior del Ministerio de Desarrollo Económico, mediante resolución ministerial y tendrá vigencia desde su publicación en el *Diario Oficial*”.

Que la Ley 962 de julio 8 de 2005 o Ley anti-trámites, en su artículo 64 estableció: “Racionalización de la participación del Ministro de Educación o su representante o delegado, en juntas y consejos. A partir de la vigencia de la presente ley, suprimase la participación del Ministro de Educación Nacional, o de su representante o delegado, en las siguientes juntas y consejos:”, dentro de los cuales se incluye el Consejo Profesional de Administración de Empresas. En cumplimiento del mandato anterior, el Ministerio de Educación Nacional expidió la Resolución número 3380 del 16 de agosto de 2005 “por la cual se revocan unas delegaciones” dentro las cuales se encuentra incluido el Consejo Profesional de Administración de Empresas.

Que la producción normativa ocupa un espacio central en la implementación de políticas públicas, siendo el medio a través del cual se estructuran los instrumentos jurídicos que materializan en gran parte las decisiones del Estado.

Que la racionalización y simplificación del ordenamiento jurídico es una de las principales herramientas para asegurar la eficiencia económica y social del sistema legal y para afianzar la seguridad jurídica.

Que con el objetivo de compilar y racionalizar las normas que reglamentan el Consejo Profesional y contar con un instrumento único para el mismo; así como para ajustarlo a las exigencias técnicas señaladas por el Departamento Administrativo de la Función Pública y a los lineamientos de Gobierno Digital encaminados a adoptar todas las medidas necesarias para garantizar el máximo aprovechamiento de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) en el desarrollo de las funciones que adelanta el Consejo Profesional, se expidió el acuerdo referido.

Que el artículo 4° de la Ley 790 de 2002 fusionó los Ministerios de Desarrollo Económico y de Comercio Exterior, conformando el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

En mérito de lo anterior,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Aprobación del Acuerdo 01 de 2022.* Apruébese el Acuerdo 01 del 23 de junio de 2022 del Consejo Profesional de Administración de Empresas, “por medio del cual se consolida el reglamento interno del Consejo Profesional de Administración de Empresas”, así como su anexo denominado “Reglamento de la elección de los representantes de las facultades y asociaciones ante el Consejo Directivo del Consejo Profesional de Administración de Empresas”, los cuales se encuentran anexos a esta resolución.

Artículo 2°. *Vigencia.* La presente resolución rige desde su publicación en el *Diario Oficial*.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 6 de julio de 2022.

La Ministra de Comercio, Industria y Turismo,

María Ximena Lombana Villalba.