

GRUPO DE PARTICIPACION Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

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

Fecha de inicio de publicación: 11 de Agosto de 2015
Fecha fin de publicación: 4 de Septiembre de 2015
Solicitantes: Dirección de Hidrocarburos

Medios de divulgación: Portal Web www.minminas.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/ Atención al Ciudadano/Foros
- Módulo de Noticias:

Medios de recepción comentarios: Correo pciudadana@minminas.gov.co
Foros

Publicación

Se publicó la noticia con enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<http://www.minminas.gov.co/foros?idForo=7248845&idLb=Listado+de+Foros+de+Agosto+De+2015>



Medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos

MinMinas somete a discusión de la ciudadanía el proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para...

martes 11 de agosto de 2015, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinMinas

Sector: Hidrocarburos

Listado de Foros de Agosto De 2015

Medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos

Sector Hidrocarburos

Fecha Inicio 11 de agosto de 2015

Fecha Fin 4 de septiembre de 2015

El Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo establecido en el Numeral 8 del Artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, se permite publicar nuevamente para comentarios el proyecto de Resolución "Por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado".

Documento propuesta:

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

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o escribiendo al correo electrónico pciudadana@minminas.gov.co hasta el día **4 de septiembre de 2015**.

Adicionalmente se promociono el documentos dispuesto para discusion en redes sociales durante el tiempo definido para la recepcion de comentarios y observaciones.



Ministerio de Minas @MinMinas · 21 ago.

Participe antes del 4 de septiembre del #Foro Medición y determinación del volumen y **calidad de los hidrocarburos** ow.ly/QRinf

RETWEETS

2



5:25 - 21 ago. 2015 · Detalles



Comentarios recibidos de la Ciudadanía

A través del correo electrónico pciudadana@minminas.gov.co se recibieron 4 (cuatro) comentarios:

1. **Fecha recepción: 04 de septiembre de 2015**
Hora: 10:43 pm

Respecto al Manual de Medición es necesario que se aclare:

- Fuente o decreto desde el cual se reglamentan las incertidumbres incluidas en la Tabla 8, Niveles máximos de Incertidumbre en Sistemas de Medición de Hidrocarburos
- Modelo matemático para calcular esas incertidumbres

CONCEPTOS SOBRE PUNTOS INCLUIDOS EN LA REGLAMENTACIÓN

1.1. Uso de instalaciones comunes

1.1.1. Contrato E&P

Capítulo IV – 28. Medición de la producción, parágrafo:

Cuando dos o más campos de producción se sirvan de las mismas instalaciones de producción, éstas deberán incluir un sistema de medición que permita determinar la producción proveniente de cada uno de dichos campos.

Esto en efecto se lograría en el sistema de medición que cumpla con las normas técnicas, esto no implica que los hidrocarburos extraídos deben ser fiscalizados en cada campo antes de la mezclarse con los hidrocarburos del otro campo, de lo contrario así se hubiera establecido.

A nuestro entender el requisito para ejercer el derecho de utilizar instalaciones comunes (entendiendo éstas como las facilidades de producción, trasiego, separación, almacenamiento y tratamiento) no es el de fiscalizar los hidrocarburos antes de usar las instalaciones sino que el Contratista implemente un mecanismo de medición que le permita saber qué proporción de la mezcla corresponde a cada uno de los campos, teniendo en cuenta que las regalías se pagan por campo y no por área de explotación o área contratada.

De conformidad con la normatividad aplicable y el Contrato, medición no es un sinónimo de fiscalización, razón por la cual no podría entenderse que la cláusula exige la fiscalización de los hidrocarburos en cada campo antes de usar instalaciones comunes con otro campo.

Si el Contrato exige la fiscalización de los hidrocarburos antes de usar instalaciones comunes, no solo contraviene lo dispuesto en el modelo de Contrato E&P, sino que haría

inaplicable e inútil cualquier disposición normativa que promueva el uso de instalaciones comunes.

1.1.2. Resolución 181495 de 2009

Primeramente, los considerandos de la Resolución 18-1495 del 2 de septiembre de 2009 indican que es deber del MME expedir las reglamentaciones técnicas que garanticen la realización de las operaciones o actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral. Estas consideraciones son recogidas por el artículo 1° de dicha Resolución al establecer que la misma tiene por objeto “regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.”

En la misma línea, el artículo 4° reafirma que tales operaciones se deben realizar “aplicando los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-Icontec, Retie o cualquier otra que las modifique, utilizadas en la industria petrolera”. En ese sentido, al definir en el artículo 6, “Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo”, como estándar también a aplicar en el desarrollo de las operaciones, la Resolución reitera que las operaciones, procedimientos, métodos y procesos para la exploración y la explotación de los hidrocarburos deben ser implementados “para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”.

Adicionalmente, el artículo 48 de la Resolución prevé la posibilidad de la producción unificada de campos con el fin de optimizar la producción de dos o más campos. No tiene ningún sentido una reglamentación que busque la integración de dos o más campos y al mismo tiempo se establezca la obligación de construir instalaciones independientes en cada campo para procesar, separar, estabilizar y fiscalizar los fluidos de cada uno de ellos. Tampoco lo tiene el que se busque la optimización de la producción estableciendo mayores cargas para los contratistas que desestimen o inhiban el desarrollo de pequeños o medianos yacimientos.

La producción unificada de campos prevista en la mencionada Resolución implica por supuesto el uso de instalaciones comunes tales como facilidades de separación, almacenamiento, producción y tratamiento así como de sistemas de trasiego por líneas de flujo.

No distingue si los campos están ubicados en la misma área contratada o no, por lo que es claro que la producción unificada de campos se predica de aquellos campos que usen instalaciones comunes aun cuando se encuentren en áreas contratadas diferentes.

Respecto a regalías:

El artículo 16 de la Ley 756 de 2002 estableció un régimen de regalías flexibles y variables para los hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo, para lo cual previó una escala aplicable. La regalía se liquida entonces sobre la producción diaria promedio mes de cada campo.

La norma modificó el artículo 16 de la Ley 141 de 1994, que establecía un régimen de regalías con un porcentaje único y fijo del 20% para hidrocarburos. De conformidad con lo anterior, es evidente que diferentes campos contiguos puedan estar sujetos a regímenes de regalías diferentes, como en efecto ocurre en muchas operaciones, sin que ello implique que dichos campos no puedan dar uso de instalaciones comunes mediante un plan de producción unificada de campos. Por el contrario, el artículo 48 de la Resolución 181495 no hace dicha distinción y permite que se realice la producción unificada de campos, independientemente del régimen de regalías que aplique.

Punto de Fiscalización

Régimen legal y reglamentario

La normatividad aplicable a la exploración y explotación de hidrocarburos Resolución 181495 de 2009 establece lo siguiente respecto de la ubicación del punto de fiscalización en los campos productores: Artículo 6° define Punto de Medición Oficial como aquel aprobado por el Ministerio de Minas y Energía en el cual se mide la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar la ubicación de éste debe ser aprobada por la autoridad competente de conformidad con la solicitud presentada por el Operador, en los términos establecidos en el artículo 37 de la Resolución. Es evidente que acá no exige que el Punto de Fiscalización o Medición Oficial deba estar ubicado en cada campo productor de hidrocarburos, lo cual a nuestro entender no implica que este no pueda estar ubicado por fuera del respectivo campo.

La Resolución 181495 de 2009 establece que para efectos de medición se deben seguir la Buenas Practicas de la Industria del Petróleo para llevar a cabo las operaciones, procedimientos, métodos y procesos de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. La Resolución 181495 de 2009 en el artículo 4o hace referencia, entre otros, a los estándares y normas recomendadas entre otras por el API.

1.2.2. API 20.1

El capítulo 20 del Manual de Estándares de Medición de la industria del Petróleo (“Manual of Petroleum Measurement Standards”), del API, establece en la Sección 1 el objetivo del estándar de asignación (“Allocation”) de producción:

“Allocation measurement was developed to reduce capital and operating costs without sacrificing the objective of treating all parties fairly and equally. The individual allocation meters determine what fraction of the total production or income from a system is attributable to an individual lease or well. The total production or payments are determined with custody transfer quality systems and procedures, but the associated allocation system may not fully meet industry standards for custody transfer. For example, in an allocation

system it may be necessary to meter multiphase streams rather than require separation equipment at each lease (....)”

“...Allocation measurement provides a sound basis for distributing production or income and is a common practice, contractually agreed to by many different companies and interests. It may allow leases and fields with marginal economics to exist, since requiring custody transfer quality systems and measurements would require more expense than could be supported...”

Section 1.8.2

“For allocation measurement, oil and condensate may be metered before it is stabilized. This is the case when a liquid is metered as it is dumped from a test or production separator at separator equilibrium temperature and pressure”

1.9.9 ALLOCATION PROCEDURES

Entitlement sales for any source are prorated based on Available for Sale. Available for sale is calculated by adding corrected production to opening inventories. This is done to ensure there are no negative closing inventories calculated. This allocation procedure distributes total system entitlement sales to each source based on the source's proportionate share of source available for sale to the total system available for sale. These entitlement sales are also referred to as allocation sales, which are calculated by applying the following formula:

1.11 Frequency of Proving and Calibration

1.11.1 WELL TESTS

As a minimum, annual well tests for determination of gas-oil ratio and/or deliverability should be performed. Well testing for the determination of oil, water, and gas production rates should be performed at least semiannually.

1.8.2.2.5 Meter Adjustment

If an allocation meter proving results in a meter factor that differs from the previous meter factor by an amount greater than 2.0 percent and less than 7.0 percent, the allocation meter shall be adjusted and reproved prior to return to service. When a meter is out of acceptable tolerance (2.0 percent), the volume registered through that meter since the last acceptable meter proving should be adjusted according to the applicable regulatory requirements or the system agreements and contracts.

La APIMPMS 20.3, establece lo siguiente respecto a la medición y alocación

1 Scope

This standard addresses multiphase flow measurement in the production environment, upstream of the custody transfer (single-phase) measurement point, where allocation

measurement for onshore, offshore or subsea is applied. For other multiphase flow measurement applications such as reservoir management, well tests, and flow assurance, the standard can be used as a reference or guide.

2.1.2 Allocation

The mathematical process of determining the proportion of produced fluids from individual entities (zones, wells, fields, leases, or producing units) when compared to the total production from the entire system (reservoir, production system, and gathering systems) in order to determine value or ownership to attribute to each entity.

2.1.3 Allocation measurement

Measurement systems and procedures required to perform a fair and equitable allocation.

NOTE such systems and procedures may not meet full custody transfer standards of measurement while still being sufficient for allocation purposes.

2.1.4 Allocation meter

A device used to measure the flow rates from a single well or input flow line for the purpose of allocation (2.1.2), not to be confused with the reference meter (2.1.28).

3.4.8 Phase Properties/Pressure-volume-temperature (PVT) Effects/Flowing versus Standard Conditions

Flow rates are measured at actual flowing conditions while volumes are reported at standard conditions. Therefore, an equation of state (EOS) conversion is required. The methodology for performing these conversions is by applying an EOS to the actual volumes measured.

Any errors in developing these conversion factors from the fluid EOS would add to the measurement uncertainty of the meter itself. Commercial or proprietary PVT packages are commonly used in this process. By properly simulating the actual flashing process, from gas/liquid separation stages and metering points to stock tank conditions, should ensure the most accurate conversion factors. Using a single flash of the production fluid from actual condition to standard condition will likely introduce errors if the actual production fluid undergoes multiple separations at intermediate pressures and temperatures.

VOCABULARY

a. Allocation measurement: is measurement using metering systems for individual producing leases or wells and specific procedures to determine the percentage of hydrocarbon and associated fluids or energy contents to attribute to a lease, well, or working interest owner, when compared to the total production from the entire affected reservoir, production system or gathering system.

Allocation meter A device used to measure the flow rates from a single well or input flow line for the purpose of allocation (2.1.2), not to be confused with the reference meter.

Adicionalmente este es un resumen de lo que esta norma establece respecto al comportamiento de los flujos y mediciones:

3.6 Multiphase Operating Envelope (OE), Well Production Profile, and Trajectory

3.6.1 Overview

The concept of an operating envelope (2.1.22) of a multiphase meter is understood best by recognizing that it is one of the two parts that describe the meter's performance in a particular well application. First, the user needs to know the well's production profile, a prediction of the range of flow rates and composition conditions over which the well will operate over a period of time, usually its lifetime. When the production profile is coupled with the operating envelope, the flow rates and composition conditions over which the meter can perform acceptably, the user can judge how well the meter and well are suited for one another, or determine when in the well's lifetime the MPFM may need to be changed or supplemented with a smaller meter.

Another concept related to the well's envelope is its trajectory (2.1.39), the best estimate of the path the production profile will follow over its lifetime.

The most effective manner of demonstrating these concepts is through the use of graphical tools, namely flow and composition maps.

NOTE While this section refers to a single well production profile, many MPFM applications measure flow from a combination of wells. The same concept applies to production profiles for a set of wells or a complete field. It should be noted that multiphase meters are often designed for liquid-dominant or gas-dominant multiphase flow. If

the production trajectory is likely to span from liquid- to gas-dominant flow during the field life, consideration should be given to the need to change or update the meter during the field life.

3.6.2 Graphical Depiction on the Flow Map

Figure 8 illustrates the concepts of production profile, OE, and well trajectory on the two-phase flow map. The red lines connecting the dots show the well's trajectory, with its attendant uncertainty shown around it as the production profile. The meter's envelope is shown in green, both at the $\pm 5\%$ and $\pm 10\%$ levels. By comparing these one can assess the suitability of a meter for a particular application through the life of the well.

It should be pointed out that both the production profile and meter OEs on the flow map serve only as illustrations of the graphical methodology, and do not represent what should be expected from either in an actual field situation.

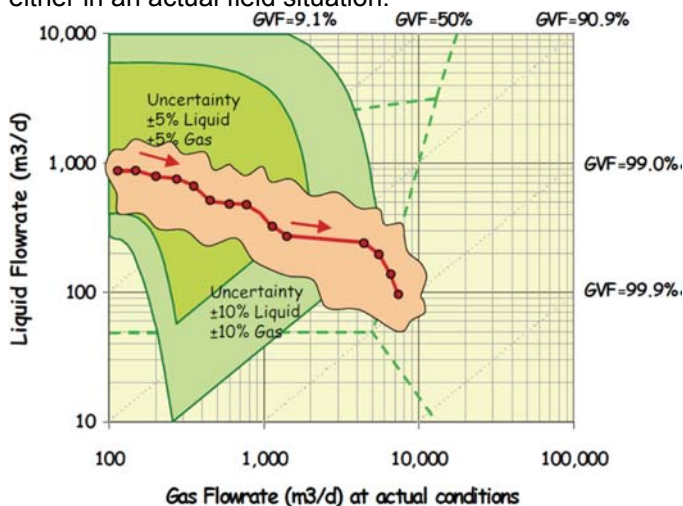


Figure 8—Illustration of Concepts of Production Profile, Operating Envelope, and Well Trajectory on the Two-phase Flow Map

3.6.3 Graphical Depiction on the Composition Map

Figure 9 illustrates the concepts of production profile, OE, and trajectory on the composition map. The composition map is a plot of where a well is producing, or a meter operating, with regard to GVF and WLR. The red lines connecting the dots show the well's trajectory, with the uncertainty of the trajectory shown around it. The meter's WLR envelope is shown in green at various levels; the GVF uncertainty is shown on the flow map. As with the flow map, by comparing the production profile and meter OEs, one can assess how well a meter fits a particular application. It should be pointed out that both the production profile and meter envelope on the composition map serve only as illustrations of the graphical methodology, and do not represent what should be expected from either in an actual field situation.

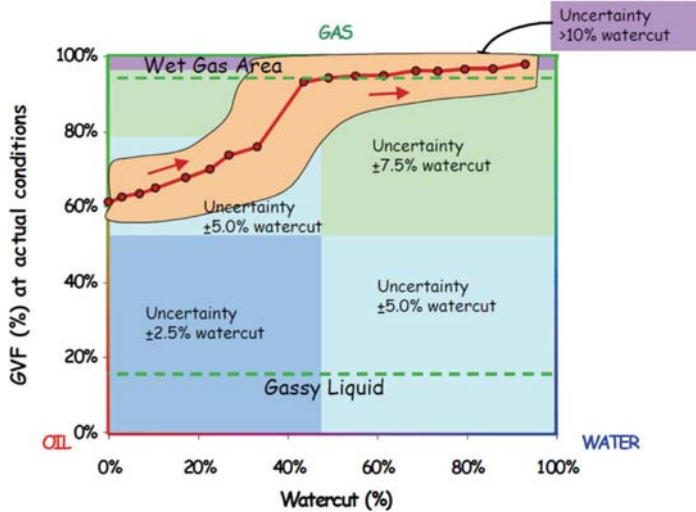


Figure 9—Illustration of Concepts of Production Profile, Operating Envelope, and Well Trajectory on the Composition Map

Because assessing the match between the production profile and the OE is such a critical task in the selection of multiphase meters, most operators have tools to assist in perfor

NOTA: por su extension los anexos han sido remitidos al solicitante via correo electronico

2. Fecha recepción: 04 de septiembre de 2015
Hora: 10:13 am

Buenos días

Dada la oportunidad de presentar las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución, como Coordinador de Medición de Mansraovar presento las siguientes observaciones sobre el Proyecto de Resolución : "Por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado". Así:

Aclaraciones:

- **5.1.3.1 Los Tanques** de almacenamiento en pruebas iniciales deben ser construidos e instalados de acuerdo con las disposiciones contenidas en los artículos 11 y 12 de la norma técnica obligatoria API STD 650. Por favor precisión a título o norma aplicada para lo relacionado con el diseño y construcción. O alguna Norma Técnica Colombiana que haga referencia a este inciso?
- **22.1.3 Medición de hidrocarburos líquidos en carro tanques.** Parágrafo. Las cisternas de los carro tanques deberán estar aforadas por organismos de inspección acreditados por la ONAC cumpliendo los requerimientos de la ISO 17025, según el procedimiento contenido en la norma técnica incorporada API STD 2555 (R2014). Actualmente existe alguna resolución que establezca este requerimiento técnico en el país? .
- **22.2.1 Factor de encogimiento para medición de asignación.** Norma técnica incorporada API MPMS 12.3 aplicará también para operaciones de Oleoductos donde se mezcle crudo pesado con nafta/livianos? Es indispensable que en los balances quede definido este fenómeno fisicoquímico para efectos de conciliación y balance de Módulos y Estaciones.
- **22.3.6 Calculo de Volumen Muerto** el volumen muerto debe ser reportado a la Autoridad de Fiscalización en el Cuadro 4 de producción mensual de cada campo y en el SUIME. El formato y balance del Cuadro Cuatro va a cambiar? Los volúmenes ya contabilizados como serán incluidos? Que tiempo se definirá para oficializar el volumen de crudo muerto en líneas, vasijas y tanques desde cabeza de pozo a puntos de fiscalización?
- Se requiere más detalle de las acciones de control de cantidad (volúmenes) y calidad (pruebas de laboratorio de campo o externas) que se deben tener para **Medición de Gasen** campos donde su producción no es comercial y el volumen mínimo producido se consume o se quema.

- Las condiciones de liquidación volumétricas para **fluidos en pruebas de pozo o medición en cabeza de pozo** no pueden exigirse a cabalidad según paso a paso de la Normatividad API planteada en la resolución. Se debe concertar la posibilidad aplicar un procedimiento más real y trazable según la operación de campo alineado con las características fisicoquímicas del fluido para la contabilización de volúmenes, esto aplica para fluidos que se prueban directamente en tanques atmosféricos. Se debería analizar con más detalle las variables de control volumétrico y de calidad presentadas.

Técnicos:

- **En los numerales 5.1.3.5 n, 5.1.3.7 o y 5.1.3.8** se indica que las tablas de aforo de los tanques para fiscalización deberán ser calculadas a 60°F (Las tablas de aforo actualmente son calculadas a la temperatura de operación ya que la corrección por CTSH se efectúa en el proceso de cálculo de cantidades según el APIMPMS Cap. 12, las tablas pueden ser calculadas a temperaturas diferentes de 60°F numeral 7.1.3.)
- **En el numeral 5.1.7.4 Viscosidad:** se relaciona que la viscosidad se puede realizar de manera cinemática según ASTM-D 445 (no se relaciona el ensayo de viscosidad dinámica, el cual se realiza con los viscosímetros digitales, este método es más práctico, en especial para crudos pesados y viscosos, solicitamos incluir la metodología con equipo torque/velocidad para el análisis).
- **Artículo 8** Determinación de calidad del crudo fiscalizado **parágrafo 1.** Indica que el porcentaje de sedimentos y agua en los puntos de medición oficial debe ser de máximo 0,5 % (por experiencia sabemos que este porcentaje es superado en ocasiones, que sucederá cuando se presenten estas situaciones?).
- **Artículo 8: El parágrafo 1** deja atado a su vez **el parágrafo 2.** Es decir, el análisis de gravedad API se realizará una vez el % de S&W sea inferior a 0.5 % (Que sucederá cuando el valor sea igual o esté por encima?).

Tiempos:

- **5.1.7.3 Determinación del contenido de sedimento por extracción.** Equipo requerido de acuerdo con el método ASTM D-473, que permite la determinación de sedimento en crudo, por extracción con tolueno. Por políticas de HSE este procedimiento no se realiza en campos, la resolución debe ser flexible para el análisis se haga a través de un tercero certificado con una periodicidad trimestral.
- **5.1.7.6 Contenido de Azufre .** El equipo para determinación del contenido de Azufre debe permitir la medición de azufre en crudo, en rango de concentración desde 0.05% hasta 5% en masa, de conformidad con la norma ASTM D-4294. Igual que en la determinación de Sedimento, la resolución debe ser flexible para el análisis se haga a través de un tercero certificado con una periodicidad semestral. Las características de contenido de azufre en crudo son estables.

3. Fecha recepción: 04 de septiembre de 2015
Hora: 16:35 pm

EG-1963-15

Bucaramanga, 04 de septiembre de 2015

Señores

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 No. 57 - 31 CAN - PBX: (57) +1 220 0300

Bogotá D.C., Colombia

REFERENCIA: Comentarios del CDT de GAS al proyecto de Resolución por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado

Estimados señores

Con inmenso respeto nos permitimos presentar a consideración del Ministerio de Minas y Energía, un número de comentarios que agrupados en el Anexo 1 de esta comunicación, buscan contribuir con la armonización de conceptos que facilitan la correcta interpretación y aplicación del contenido del mismo.

En razón a que se consideró hacer aportes sobre algunas de las tablas inmersas en este reglamento, igualmente están incluidas (corregidas y/o modificadas): Tabla 3 (Frecuencias mínimas de calibración y verificación de equipos de medición), la Tabla 6 (Normas técnicas de obligación cumplimiento para medición de gas) y el Anexo 2 (Listado de normas técnicas incorporadas en el reglamento técnico de medición).

Adicionalmente, y por considerarlo de significativa trascendencia, creemos pertinente informarles acerca de un aspecto técnico -de fondo- que es importante analizar cuidadosamente para lograr coherencia en el enfoque de la estrategia de control metrológico propuesta a lo largo de toda la Resolución. Nos referimos específicamente al uso que se da a la incertidumbre de medida (VIM 2.26) como parámetro de control metrológico. Es claro que la Resolución es un documento reglamentario perteneciente al ámbito de la Metrología Legal, en tal sentido es de aclarar que -a nivel internacional- el pilar fundamental para el control metrológico legal, está representado en la definición del "Máximo Error Permitido", el cual es el "valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medida dado" (VIM 4.26 – VIML 0.05). Los conceptos de error (VIM 2.16) y de incertidumbre (VIM 4.26) son totalmente distintos, pero ambos deben tenerse en cuenta al momento de evaluar y de dar una declaración de cumplimiento con respecto a una especificación.

La propuesta dada en el Artículo 23, Numeral 23.1 de la propuesta de Resolución, donde se solicita -como primera opción- estimar la incertidumbre de medición "mediante aplicación de la fórmula de la raíz cuadrada de la suma de las incertidumbres individuales al cuadrado de las variables del modelo de medición empleado", resulta inapropiada y puede acarrear graves problemas para el control metrológico y para asegurar el cumplimiento de los límites solicitados, por dos razones básicas fundamentales:

1. La combinación de magnitudes de diferente naturaleza, en una sumatoria que conlleva a una falla desde la perspectiva física, en cuanto al manejo dimensional del modelo.
2. Al no considerarse los coeficientes de sensibilidad -los cuales se obtienen de la derivada parcial del mensurando con respecto a cada magnitud que compone el modelo- se está asumiendo que todas las magnitudes que intervienen en el modelo tienen el mismo peso o impacto sobre el resultado de la medida, lo cual no es cierto y conducirá a la generación de falsas expectativas de cumplimiento o a rechazos injustificados. Adicionalmente, los coeficientes de sensibilidad son la pieza clave que permite la armonización dimensional al momento de combinar fuentes de incertidumbre de magnitudes diferentes, es decir que dichos coeficientes resuelven el problema citado en el punto 1 anterior.

Vale la pena citar como antecedente para una situación similar, el abordaje dado en OIML R140 "Measuring systems for gaseous fuel", en donde se recomienda una combinación cuadrática de "errores máximos permisibles" aplicables a módulos, con el objeto de determinar el máximo error permisible del sistema. Este representa un concepto relativamente nuevo en el ámbito de la metrología legal, pero que la misma OIML enfatiza en el hecho de no considerar que los errores son incertidumbres, y que el modelo de combinación, no cumple lo exigido en la GUM, siendo un enfoque de carácter práctico para el manejo de los errores máximos permisibles del sistema.

No obstante, para aplicar un enfoque similar en el caso de la fiscalización de los hidrocarburos producidos, se requeriría la declaración de los errores máximos permisibles que deben aplicarse al control de cada módulo que compone un sistema de medición de hidrocarburos. Dichas exigencias, por módulos, deberían considerar tácitamente el impacto de cada módulo del sistema sobre el resultado final (volumen), con el propósito de lograr una expresión estratégica de los requerimientos, siendo las exigencias más estrictas en el caso de los componentes críticos del sistema y expresando exigencias menores para los módulos que están incluidos en el modelo o sistema, pero que no impactan fuertemente en el resultado final.

Por lo anterior, si en definitiva la intención del Ministerio es hacer control directamente sobre la estimación de la incertidumbre, y no sobre el error como es usual en el ámbito de la metrología legal, es necesario que se exija aplicar estrictamente la guía para la estimación de la incertidumbre en las mediciones (GUM – JCGM-100) y no como una segunda opción según se interpreta en el parágrafo del numeral 23.1, Artículo 23.

El CDT de GAS advierte que tal situación sería altamente compleja en cuanto a su correcto cumplimiento, y que seguramente no sería práctica. Por lo anterior recomienda que se migre hacia un control basado en la exigencia del cumplimiento de los errores máximos permisibles, apoyándose en la incertidumbre de medida para el aseguramiento de la confiabilidad de los medios usados en la evaluación de la conformidad y para la seguridad en la expresión del cumplimiento o no-cumplimiento de un sistema.

Al respecto se sugiere que el Ministerio analice los siguientes documentos técnicos que soportan el problema estructural encontrado en la Resolución y que fue descrito anteriormente:

- JCGM 106:2012 "Evaluation of measurement data – The role of measurement uncertainty in conformity assessment". BIPM.
- "Uncertainty of measurement and error limits in legal metrology". Schulz, W., Sommer, K. OIML Bulletin, October 1999. OIML.
- "Uncertainty of error: The error dilemma". Ehrlich, C., Dybkaer, R. OIML Bulletin, April 2012. OIML.
- OIML D 16:2011 "Principles of assurance of metrological control". OIML.
- OIML R71:2008 "Fixed storage tanks. General requirements". OIML
- OIML R117-1:2007 "Dynamic measuring systems for liquids other than water". OIML
- OIML R 140:2007 "Measuring systems for gaseous fuel". OIML

Agradecemos de antemano su amable atención, y quedamos a la espera de sus decisiones. De nuestra parte deseamos éxitos en su gestión

NOTA: por su extensión los anexos han sido remitido al solicitante vía correo electrónico

4. Fecha recepción: 04 de septiembre de 2015
Hora: 16:35 pm

Muy buenas tardes.

Adjunto comentarios de Ecopetrol al documento Proyecto de Resolución: "Por la cual se reglamenta la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos en el país, para la correcta determinación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado".

Quedamos atentos a cualquier inquietud o sesión conjunta para análisis de las observaciones incluidas en el documento.

NOTA: por su extensión los anexos han sido remitidos al solicitante via correo electrónico

Fecha de elaboración del informe : 7 de Septiembre de 2015

Original Firmado
AIDA MARCELA NIETO PENAGOS
Coordinadora Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

Proyecto y Revisó: Leonardo Garzon Rico
Aprobo: Aida Marcela Nieto.