

**MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

**DESPACHO DEL VICEMINISTRO DE HIDROCARBUROS  
DIRECCION DE EXPLORACION Y PRODUCCION  
DIVISION TECNICA DE FISCALIZACION**

**NORMAS TECNICAS PARA LA FISCALIZACION  
AUTOMATIZADA DEL GAS NATURAL**

## INDICE

<b><u>CAPITULO</u></b>	<b><u>PAGINA</u></b>
1. INTRODUCCIÓN	4
2. ALCANCE DE LA NORMA	4
3. VIGENCIA	5
4. RESPONSABILIDADES	5
5. TERMINOLOGÍA	6
6. REFERENCIAS	13
7. SISTEMA DE UNIDADES Y EXACTITUD	14
8. DISPOSICIONES GENERALES	15
9. MEDICIÓN	17
10. INTEGRIDAD DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROCESAMIENTO	21
11. VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN	23
12. CÁLCULO Y PROCESAMIENTO DE LOS RESULTADOS DE LA MEDICIÓN	26
13. LAPSOS DE FISCALIZACION	26
14. DOCUMENTACIÓN	26
15. MUESTREO	28

<b>16. AUDITORÍA</b>	<b>29</b>
<b>17. CONTINGENCIA DE LA MEDICIÓN FISCAL</b>	<b>29</b>
<b>18. REGISTRO DE ENTES ACREDITADOS</b>	<b>31</b>
<b>19. SANCIONES</b>	<b>32</b>
<b>20. DISPOSICIONES TRANSITORIAS</b>	<b>33</b>
<b>31. ANEXOS</b>	<b>35</b>

## 1. INTRODUCCION:

Con el objeto de adaptarse a las nuevas circunstancias por las cuales está atravesando la industria petrolera venezolana en lo que a manejo de gas se refiere, y dado el fortalecimiento generado por la apertura petrolera al sector privado, el Ministerio de Energías y Minas (MEM) ha considerado conveniente la emisión de un lineamiento de política petrolera, relacionado con la automatización de las mediciones de gas natural con fines de fiscalización, transferencia de custodia y balances de masa, realizadas por las empresas operadoras (Petróleos de Venezuela, S.A., así como las asignadas por el MEM para la operación, explotación y producción de los hidrocarburos en el territorio nacional), de manera de efectuar una medición más efectiva y precisa de los volúmenes de gas producidos en los campos y los vendidos en el Mercado Interno y de Exportación, mediante la aplicación de Normas Técnicas de Fiscalización que contribuyan a garantizar al Estado los pagos de regalías e impuestos en el ramo de los hidrocarburos gaseosos.

Las Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada regirán las mediciones necesarias para cubrir las transferencias de custodia, balances de masa de los campos de producción, así como toda transacción de compra-venta de gas natural a granel en el territorio nacional, de acuerdo a las Leyes y sus Reglamentos. Asimismo, servirán de guía a la industria del gas natural establecida en el país para alcanzar, por iniciativa propia, en corto plazo, el nivel de medición necesario que permita conocer exactamente la producción y utilización de los recursos naturales explotados.

En su parte técnica, estas Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada DEL Gas Natural del gas natural han acogido algunos procedimientos provenientes de Organismos Oficiales y de instituciones especializadas en la materia, así como la aplicación de patrones adecuados que garanticen la exactitud de la medición fiscal y transferencia de custodia en la industria petrolera nacional, con la utilización de equipos confiables debidamente certificados por entes acreditados.

Las regulaciones contenidas en estas Normas serán revisadas a medida que vayan cambiando las situaciones que dieron origen a su texto. Igualmente, se incluyen en estas normas dos (2) anexos, que contribuyen a su mejor aplicación, a saber:

Anexo A : Esquema Típico para la Medición Fiscal

Anexo B : Determinación de la Incertidumbre para Mediciones de Volúmenes en Línea.

## **1. ALCANCE DE LAS NORMAS:**

Esta Normativa describe los requerimientos técnicos y legales para la medición fiscal de hidrocarburos gaseosos asociados y no asociados a la producción de crudos. La aplicabilidad de estas normas a otros tipos de gases deberá ser discutida y aprobada entre las partes interesadas.

Asimismo, estas normas son aplicables a las actividades de control y de medición fiscal, transferencia de custodia y balances de masa, llevadas a cabo por empresas operadoras dentro del territorio nacional.

## **2. VIGENCIA**

Estas normas entrarán en vigencia a partir de la fecha de notificación a las empresas operadoras de la Industria Petrolera Nacional. Sin embargo, en lo que respecta a la parte de automatización, el MEM acordará con las empresas operadoras los puntos y el tiempo a ser automatizados.

## **3. RESPONSABILIDADES**

### **4.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)**

El MEM, a través de la Dirección competente en materia de fiscalización de hidrocarburos y liquidación de los impuestos respectivos, será el organismo responsable de velar por el cumplimiento de las presentes Normas, así como de sus actualizaciones y aplicabilidad. A tal efecto, dicha Dirección se apoyará en las Inspecciones Técnicas de Hidrocarburos, con la capacidad del personal y la utilización de empresas contratadas, especializadas en la materia, para intervenir en todos los aspectos de la medición fiscal, la cual deberá cumplir las siguientes funciones:

1. Garantizar los volúmenes reales de gas natural, sujetos a la liquidación de las regalías dispuestas en la Ley.
2. Auditar y validar los sistemas y procedimientos de medición utilizados por las operadoras, así como las calibraciones de los medidores existentes, de conformidad con los procedimientos establecidos por las presentes Normas, asegurándose de la vigencia de las certificaciones de los instrumentos utilizados para las calibraciones de dichos medidores.
3. Será potestad del MEM, realizar esta auditoría por sí mismo o a través de entes acreditados.

## 4.2 EMPRESAS OPERADORAS

Son aquellas empresas responsables de ejecutar las operaciones, en forma individual o conjunta, de la producción, transporte, distribución y venta del gas natural, a sus clientes.

De igual forma, son responsables de la operación y buen funcionamiento de los sistemas de control y de medición fiscal. Para ello cada empresa operadora debe garantizar el correcto funcionamiento de todos los componentes de los sistemas respectivos para obtener la información, confiable y auditable de los volúmenes y calidades del gas natural sujetos a pagos de impuestos y regalías.

Esto incluye los siguientes aspectos:

- (a) Diseño y construcción de sistemas de medición fiscal acorde con estas Normas.
- (b) La corrección de fallas detectadas y la correspondiente calibración a fin de garantizar la integridad y funcionamiento de los sistemas de medición. Toda calibración deberá ser certificada por entes acreditados.
- (c) Asegurar la calidad de las mediciones y cálculos, para generar y transmitir por sistema de información apropiados, al MEM, la información y documentación necesaria que respalden la gestión realizada.
- (d) Mantener capacitado y actualizado su personal en materia de sistemas automatizados de medición fiscal.
- (e) Garantizar la calidad de información fiscal con la finalidad de alimentar el Sistema Automatizado de Contribución Fiscal (SACF).

## 4. TERMINOLOGÍA

### 5.1 Abreviaturas

AGA: Asociación Americana del Gas (American Gas Association).

ANSI: Instituto Nacional Americano de Normalización (American National Standards Institute).

API: Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials).

BIPM: Buró Internacional de Pesos y medidas (International Bureau of Weights and Measure)

ECMA: Asociación Europea para la Normalización de la Información y de los Sistemas de Comunicación (European Association for Standardizing Information and Communication Systems).

FAT: Prueba de Aceptación en Fábrica (Factory Acceptance Test)

GUM: Guía ISO para la Estimación de la Incertidumbre en las Mediciones.

IEC: Comisión Internacional de Electrotecnia (International Electrotechnical Commission).

IP: Instituto del Petróleo (Institute of Petroleum)

ISO: Organización Internacional para la Normalización ((International Standards Organization)

IUPAC: Unión Internacional de la Química Pura y Aplicada (International Union of Pure and Applied Chemistry)

IUPAP: Unión Internacional de la Física Pura y Aplicada (International Union of Pure and Applied Physics)

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

MPMS: Manual de Normas de Medición del Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standard), emitido por API

OIML: Organización Internacional de Metrología Legal (International Organization of Legal Metrology)

OSI: Sistema Abierto de Interconexiones (Open System interconnections)

PDVSA: Petróleos de Venezuela, S.A.

SMMH: Sistema de Monitoreo de Mediciones de Hidrocarburos, propio del MEM.

VIM: Vocabulario Internacional de Términos Básicos y Generales usados en Metrología.

## 5.2. Definiciones

Las definiciones en las que se basa este documento provienen del VIM, a continuación se presentan algunas de las definiciones del VIM que resultan particularmente importantes para los fines de esta normativa, además de otros términos no presentes en el VIM, pero que resultan necesarios para la comprensión del enfoque dado en esta normativa a la fiscalización.

### **Calibración**

Es el conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre valores de cantidades indicadas por un instrumento o sistema de medición, o por un material patrón o de referencia, y los valores correspondientes a los establecidos como estándares.

### **Certificación**

Calibración y ajuste, avalados por un ente acreditado por el MEM, mediante un informe o certificado de haber realizado alguna acción de calibración y ajuste siguiendo un procedimiento. La certificación garantiza la precisión de la medición.

**Certificado de calibración**

Es el certificado emitido por una entidad acreditada por el MEM, en el cual se hace constar la calibración correcta efectuada a un equipo de medición en una fecha determinada.

**Compresibilidad**

Es la relación entre el volumen del gas y la presión a que está sometido.

**Equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas**

Es el equipo usado para el cálculo de volumen a partir de señales provenientes de los sensores de flujo y compensado por temperatura, presión y densidad.

**Condiciones de Operación**

Son las condiciones a las que se encuentra sujeto el desempeño del medidor. Estas condiciones generalmente corresponden a presión y temperatura.

**Cromatografía**

Es el resultado de la composición de un fluido obtenido mediante técnicas de análisis espectral de las emisiones o absorciones de energía.

**Densidad**

Es la cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

**Disco o Cartilla de Medición**

Es el Disco portátil inserto en el registrador adjunto a los medidores de placa de orificio. El disco viene en círculos concéntricos, dentro de los cuales una plumilla rectora graba la presión estática, será otra plumilla registra el diferencial de presión y una tercera plumilla mide la temperatura.

**Elemento primario:**

Es la parte del sistema de medición que está directamente en contacto con el proceso.

**Elemento Secundario**

Es el equipo auxiliar y complementario del elemento primario de medición.

**Elemento Terciario**

Es el sistema o programa de computación software que recoge, configura o interpreta datos e información producidos por los elementos primarios y secundarios.

**Elemento de medición**

Es la parte del sistema de medición que interpreta las variaciones generadas por el elemento primario y proporciona una lectura asociada a la variable que se desea medir.

**Enderezador de flujo**

Es la longitud determinada de tubería que contiene elementos que ayudan a la eliminación de turbulencias, denominadas venas enderezadoras. Esta pieza se instala a la entrada del medidor de flujo con el fin de reducir los errores en la medición.

**Ente Acreditado**

Es la compañía independiente experta en la medición y control de producción de hidrocarburos, la cual debe reunir todos los requisitos exigidos por la Dirección competente del MEM, según las disposiciones de estas Normas, para realizar tanto auditorías de sistemas de medición, como mantenimiento, instalación, calibración y certificación de equipos de control y de la medición de gas natural, a los efectos de su respectiva calificación y registro en el MEM.

**Error aleatorio**

Es el error causado por variaciones aleatorias temporales y espaciales de las magnitudes que influyen en la medición y que son imposibles de predecir.

**Error de medición**

Es la diferencia entre el resultado de una medición y el valor verdadero del mensurando.

**Error máximo permisible de un medidor**

Es el valor extremo del error permitido por especificaciones, reglamentos, etc.

**Error sistemático**

Es el error causado consistentemente por el efecto de alguna o varias magnitudes que influyen en la medición.

**Exactitud**

Es la cualidad que refleja el grado de proximidad entre los resultados de las mediciones y los valores verdaderos de la variable medida.

**Fiscalización**

Es el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías.

**Fiscalización automatizada**

Es el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías, como parte integral del Sistema Automatizado de Contribución Fiscal (SACF).

**Humedad**

Se refiere a la presencia de vapor de agua en el gas. La humedad o contenido de agua del gas se expresa en términos de masa de agua por unidad de masa o volumen de gas a condiciones estándar.

**Gas Seco**

Es un gas que teóricamente no contiene vapor de agua.

**Gas Húmedo**

Es un gas que contiene vapor de agua. Puede estar saturado o no. Se usará el término gas húmedo para referirse al gas con la cantidad de agua medida en condiciones de operación o con la humedad especificada.

**Gas Residual**

Es un gas al cual se le han extraído cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos  $C_3^+$ . Su componente principal es el metano.

**Gas Rico**

Es aquel del cual se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos,  $C_3^+$

**Incertidumbre de la medición**

Es el parámetro asociado al resultado de una medición que caracteriza la dispersión de los valores que pudieran ser atribuidos razonablemente a la sustancia medida.

**Integrador**

Es el equipo que lee el disco o cartilla de medición, con el fin de determinar los volúmenes de gas manejados.

**Medición**

Es la comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

**Medición en línea**

Es la medición en la cual el dispositivo está localizado directamente dentro de la línea principal, midiendo continuamente el material.

**Medidores de desplazamiento positivo**

Es el instrumento que mide un volumen de fluido, separándolo mecánicamente en cantidades discretas de un volumen fijo y contando las cantidades en unidades de volumen.

**Mermas**

Es la reducción en la masa del fluido manejado debido a razones naturales asociadas al proceso al cual es sometido. Ejemplos de mermas son la vaporización del crudo en tanques atmosféricos durante su almacenamiento y la condensación de gas durante la compresión.

**Muestreo:**

Son todos los pasos necesarios para obtener una muestra representativa del gas que fluye a través de una tubería y colocar dicha muestra en un recipiente o contenedor para su análisis.

**Pérdidas**

Se entiende como pérdidas durante el manejo de un fluido, a la masa que sale del sistema por desperfectos de los equipos utilizados o por fallas operacionales, lo que implica que pueden ser evitadas. Ejemplos de pérdidas son las fugas y filtraciones.

**Placa de Orificio**

Es una placa circular metálica (acero inoxidable), perforada por un orificio, la cual se coloca (generalmente entre bridas o en una guarnición porta placas especialmente diseñada) en una tubería a través de la cual pasa el fluido. El diámetro del orificio es siempre inferior al diámetro interno del tubo, creando por tanto una caída de presión transversal al plato. Midiendo la caída de presión diferencial (presión diferencial o "dp") puede ser determinada la proporción de flujo que pasa por la tubería.

**Precisión**

Es la cantidad o número que define el máximo error asociado a la medición, bajo ciertas condiciones de operación.

**Presión diferencial**

Es la caída de presión de una corriente de medición, la cual varía con la proporción de flujo a través de cualquier elemento de medición (placa de orificio, etc.)

**Quema del gas natural**

Consiste en quemar deliberadamente parte o todo el gas producido.

**Rangoabilidad (Alcance de la Medición)**

Relación que indica el grado de versatilidad del instrumento de medición. Se obtiene al dividir el valor máximo registrado por el instrumento entre el mínimo valor medido por éste.

**Registrador**

Es el receptáculo en el cual va inserto el disco o cartilla de medición. El Registrador se abre para retirar el disco. En cada oportunidad debe registrarse la fecha de inserción del disco en el registrador, así como la fecha de retiro del disco.

**Relación beta**

En las placas de orificio, es la relación que existe entre el diámetro del orificio y el diámetro de la tubería conectada a la placa mediante bridas o portaplacas.

**Repetibilidad**

Es la medida del grado en que distintas lecturas de un mismo valor de entrada bajo las mismas condiciones de operación, tienden a alejarse de dicho valor de entrada.

**Resultado de la medición**

Es el valor atribuido al flujo de la sustancia medida.

**Segregación**

Es la producción de una área operacional proveniente de pozos perforados en diferentes yacimientos con características no necesariamente idénticas.

**Transductor**

Es un dispositivo que convierte un tipo de señal a otra.

**Transferencia de Custodia**

Ocurre cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto.

**Trazabilidad o seguimiento de Origen**

Es la propiedad del resultado de una medición o de un valor usado como referencia que permite compararla con referencias establecidas, normalmente estándares nacionales o internacionales, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones, poseyendo cada una de las mismas una incertidumbre definida.

**Turbina**

Es un medidor de flujo consistente en un rotor con aspas, el cual gira a una velocidad aproximadamente proporcional a la velocidad promedio de la corriente y por tanto, al volumen proporcional de flujo.

**Validación de la medición**

Es el acto de dar aceptación o fe del resultado obtenido.

**5.2.52 Ventas**

Es el acto, mediante el cual el producto es entregado a un tercero a cambio de un valor económico, transfiriendo la propiedad del producto.

**Venteo**

Es el gas arrojado a la atmósfera por paros imprevistos de los equipos de compresión o por falta de capacidad o ausencia de los sistemas de recolección, compresión y distribución del gas o por cualquier otra razón operacional.

**Verificación de la medición**

Consiste en la acción y efecto de comprobar el resultado obtenido.

**5.3 Términos**

Densidad de fluido.

Desviación estándar.

Viscosidad dinámica

Gravedad específica del fluido.

## 6. REFERENCIAS

Régimen Legal Aplicable

Ley de Hidrocarburos y su Reglamento

Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento

Ley de Metrología.

Normas Nacionales

Código Eléctrico Nacional

Normas Covenin

Normas Internacionales:

AGA 3 Executive Committee Report N° 3 (ISO 5167-1)

AGA 5 (Compensación de energía)

AGA 7 Measurement of Gas by Turbine Meters -AGA Transmission Measurement Committee Report No. 7.

AGA 8 Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases, AGA Transmission Measurement Committee Report No. 8.

AGA 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Report No. 9

API MPMS Chap. 13

API MPMS Chap. 21.1

OIML P17, Guide to the Expression of Uncertainty in Measurements.

ECMA-TR25 OSI Sub-Network Interconnection Scenarios Permitted Within the Framework of ISO-OSI ref. Model.

EN 60751 Industrial Platinum Resistance Thermometer Sensors

IP PMM Part VII Continuous Density Measurement

ISO OSI Layered Communication Model.

ISO 1000 SI Units and Recommendations for Use of Their Multiples and of Certain Other Units.

ISO IEC 3309 Telecommunication and Information; Exchange between Systems; High Level Datalink Control (HDLC) Procedure; Frame Structure.

ISO 5024 Measurement - Standard Reference Conditions

ISO 5167-1 Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices – Part 1: Orifice Plates, Nozzles and Venturi Tubes Inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full

ISO 6551 Petroleum Liquids and Gases - Fidelity and Security of Dynamic Measurement - Cabled Transmissions of Electric and/or Electric Pulsed Data

ISO 6568 Natural gas - Simple Analysis by Gas Chromatography

ISO 6976 Natural gas - Calculation of Calorific Values, Density, Relative Density and Wobbe Index from Composition

ISO 9951 Measurement of Gas Flow in Closed Conduits - Turbine Meters

ISO 10715 Natural Gas Sampling Guidelines

ISO 10723 Performance Evaluation of on Line Analytical Systems

ISO 12213-1 Natural Gas - Calculation of Compression Factor – Part 1: Introduction and Guidelines

ISO 12213-2 Natural gas - Calculation of Compression Factor – Part 2: Calculation Using Molar-Composition Analysis

ISO 12213-3 Natural Gas - Calculation of Compression Factor – Part 3: Calculation Using Physical Properties

OIML, International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology

## 7. SISTEMA DE UNIDADES Y EXACTITUD

Para todos los cálculos se utilizarán las siguientes Unidades de Ingeniería, con la cantidad de decimales indicados (yy):

<b>Variable</b>	<b>Unidad</b>	<b>Decimales</b>
Volumen	Metros Cúbicos o Pies Cúbicos Estándar	Xxxxxx
Masa	Kilogramos	Xxxxx
Gravedad	Adimensional	xxx,yy
Densidad	Kilogramos/ M <sup>3</sup>	xxxx,yy
Densidad Relativa	Adimensional	x,yyyy
Contenido de Agua	PPMv	x,yyyyyy
Temperatura	°C ó °F	xxx,y
Presión	Bar o PSIG	xxxx,yy
Valor calorífico	BTU o Kcal	xxxx,yy

## 8 DISPOSICIONES GENERALES

### 8.1 AUTOMATIZACIÓN DE LA MEDICIÓN DE LA FISCALIZACIÓN, TRANSFERENCIA DE CUSTODIA Y BALANCE DE MASA.

### **8.1.1. DEFINICIÓN BÁSICA**

Se entiende por automatización de la medición de la fiscalización, transferencia de custodia y balance de masa, la medición de los volúmenes del gas en especificación y la transmisión de los resultados de dicha medición al MEM en forma automatizada, sin intervención del personal.

En el alcance de la automatización mencionada en el punto anterior se incluye el registro histórico de las mediciones y los balances y demás operaciones adicionales que sean requeridas por el MEM, como parte de la fiscalización de la producción de hidrocarburos gaseosos y del Sistema de Monitoreo de Mediciones de Hidrocarburos (SMMH).

El MEM ordenará, en atención a las observaciones de las empresas operadoras y de los entes acreditados, la instalación de nuevos puntos de medición de gas natural necesarios para la obtención del balance de masa adecuado para segmentos determinados. Las empresas operadoras someterán al MEM, para su aprobación previa, las especificaciones técnicas de los medidores a instalarse de acuerdo a esta normativa y sus consideraciones en cuanto al plazo de instalación establecido por el MEM.

### **8.1.2. CONDICIONES ESTÁNDAR DE REFERENCIA**

Las condiciones estándar de referencia para la medición fiscal son:

- a) Temperatura base: 15,6 ° C (60 °F)
- b) Presión base: 0,0 PSIG a nivel del mar (14,696 PSIA)

## **8.2 RÉGIMEN LEGAL APLICABLE**

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, el MEM tiene la facultad de fiscalizar el gas natural producido y utilizado en el país, a los efectos de la debida utilización de este recurso y de la determinación de los impuestos de explotación o regalía correspondiente. A tales efectos y para la determinación precisa de los volúmenes de gas natural que deberán ser sometidos al impuesto, el MEM procederá a verificar los volúmenes del gas producido, reinyectado, venteado, quemado, objeto de pérdidas, utilizado como combustible o de cualquier otro uso por parte de las empresas operadoras, así como el transportado fuera de la zona de producción y el vendido a terceros.

Adicionalmente y de acuerdo con lo dispuesto por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento, el MEM tiene la facultad de fiscalizar la totalidad del gas no asociado extraído en el campo de producción antes de cualquier uso, a los efectos de determinar la utilización de este recurso y el impuesto de explotación o regalía correspondiente. A tales efectos y para la determinación precisa de los volúmenes de gas natural no asociado que deben ser sometidos al impuesto, el MEM procederá a verificar los volúmenes del gas

no asociado producido antes de cualquier uso por parte de las Empresas Operadoras en el campo de producción.

Cuando se trate de transferencia de custodia, las empresas operadoras someterán a la consideración del MEM, para su eventual aprobación las metodologías y equipos utilizados para medir el volumen del gas y adicionalmente su calidad, en los casos que impliquen la venta, de acuerdo a lo suscrito en los diferentes contratos de servicios, a fin de garantizar la base de los pagos de estipendios a que hubiere lugar y el cálculo del impuesto de explotación correspondiente. Para lograr este objetivo y validar la información el MEM podrá utilizar personal y recursos propios o a través de entes acreditados

## 8.2 INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN

El valor de incertidumbre especificado para los sistemas de medición fiscal y de transferencia de custodia será de acuerdo al propósito de la medición. Se establecen los siguientes valores de incertidumbre:

**Clase G1:** Medición fiscal y/o transferencia de custodia de gas con contenido de C2+ ó de alto valor económico: más o menos uno por ciento ( $\pm 1\%$ ) del volumen y energía del gas medido a condiciones estándar

**Clase G2:** Medición fiscal y/o transferencia de custodia de gas metano: más o menos dos por ciento ( $\pm 2\%$ ) del volumen y energía del gas medido a condiciones estándar

**Clase G3:** Medición de gas para utilizarlo como combustible, levantamiento de gas, gas de inyección, remoción de oxígeno: más o menos a tres por ciento ( $\pm 3\%$ ) del volumen del gas medido a condiciones estándar.

**Clase G4:** Medición de gas a venteo: más o menos cinco por ciento ( $\pm 5\%$ ) del volumen del gas medido a condiciones estándar

Estas incertidumbres son totales, las cuales son derivadas de una combinación estadística apropiada de incertidumbres parciales de diversos componentes en el sistema de medición. Las operadoras y empresas de servicios deberán realizar los esfuerzos para utilizar equipos que alcancen estos niveles de funcionamiento.

A los fines de validar el cálculo de incertidumbres en las mediciones, las Operadoras presentarán un balance de masas por campo de producción el cual será validado por el Sistema Automatizado de Contribución Fiscal (SACF).

## 9 MEDICIÓN

### 9.1 Volumen de Gas

La medición de los volúmenes de gas, estará orientada a la cuantificación de los volúmenes acumulados durante un cierto período, referidos a las Condiciones Estándar de Referencia (CER) y ajustados al Valor Calorífico de Referencia (1000 BTU)

Las condiciones que deberá cumplir el sistema de medición serán las siguientes:

- 1) Para medidores primarios de tipo de diferencial de presión, las corrientes a medir serán monofásicas, específicamente gaseosas. Sólo será tolerable hasta un uno por ciento (1%) de volumen en otra fase. En el caso de que sea mayor al uno por ciento (1 %), se deberá aplicar otra tecnología de medición, la cual deberá ser sometida a aprobación por parte del MEM
- 2) Se deben incluir los medidores de variables que serán usadas con fines de compensación, tales como densitómetros o medidores de temperatura y presión estática, estos últimos en caso de inferir la densidad en base a las condiciones de operación.
- 3) Contar con un medio de validación de los resultados obtenidos.
- 4) Tomar las provisiones para la calibración y certificación en línea.
- 5) La incertidumbre global de la cantidad fiscalizada o cuya custodia se transfiere deberá ser calculada según se indica en estas Normas o bajo un procedimiento debidamente detallado y justificado.
- 6) El programa de referencia deberá ser emitido por un organismo internacionalmente reconocido, tal como AGA o ISO.
- 7) El equipo de cálculo deberá actualizar los resultados del caudal completamente compensados, en ciclos con duración no mayor de un (1) minuto.

En los casos donde se usen placas de orificio se cumplirán las limitaciones indicadas en la norma ISO 5167-1 (1991), especialmente:

- a) Incertidumbre en la medición del diámetro interno de la tubería: más o menos cero coma cuatro por ciento ( $\pm 0,4\%$ )
- b) Incertidumbre en la medición del diámetro del orificio, promediado según se especifica en la norma: menor que más o menos cero coma siete por ciento ( $\pm 0,07\%$ ).
- c) Los tramos rectos antes y después del elemento de medición, serán los máximos mostrados en la tablas respectivas de la norma ISO 5167-1-1998 (valores sin paréntesis) o de la norma AGA-3 en su última revisión.
- d) En el largo del tubo que sale de la placa de orificio solo podrán insertarse, antes del próximo empalme para la próxima tubería, sensores de presión y/o temperatura, tal como se especifica en las normas ISO-5167 o AGA-3.

- e) Toda placa de orificio que no se ajuste a las normas AGA o ISO deberán ser remplazadas.
- f) La relación del diámetro del orificio entre el diámetro interno de la tubería (Beta), será menor o igual a cero coma sesenta y siete (0,67) .
- g) La relación entre la presión diferencial y la presión estática absoluta, medidas ambas en las mismas unidades, deberá ser menor o igual a cero coma uno (0,1).

## 9.2. Composición

La medición de composición en línea será requerida cuando se presenten -las condiciones siguientes:

- a) Cuando el monto asociado a la venta o la regalía se calculará en función de la composición del gas, además del volumen transferido.
- b) Cuando las variaciones de la composición bajo condiciones normales del proceso ocasionan variaciones de la propiedad usada para los cálculos contables en más o menos uno por ciento ( $\pm 1\%$ ).
- c) Cuando se requiere el cálculo de varias propiedades.

Se deberán prever en la instalación de los medidores, puntos dedicados a la extracción de muestras, debidamente acondicionados de acuerdo con lo indicado en estas Normas.

En el caso de que la magnitud de interés sea el caudal, pero las variaciones de composición del gas generen variaciones de densidad superior a más o menos uno por ciento ( $\pm 1\%$ ), se podrá usar un analizador de composición en línea o un densitómetro.

El analizador de composición deberá instalarse en la línea troncal principal de transporte del gas, preferiblemente a la salida de la planta de procesamiento o de la última planta o etapa de compresión del sistema de transporte de gas. Si el sistema de transporte posee múltiples fuentes de gases con diferentes líneas troncales, el punto de análisis de la composición y densidad del gas se debe efectuar aguas abajo de la conexión de la última línea troncal, para el caso de que no existan ramales de distribución entre la conexión de un troncal y otro, de lo contrario se deberá instalar un punto de análisis de composición y densidad del gas en cada nodo común de bifurcación de ramales de transporte ubicado entre las conexiones de las líneas de transporte.

Los resultados de los análisis, de ser requeridos para los cálculos de volumen, deberán ser procesados y alimentados en forma automática a los equipos electrónicos de medición y cálculo de volumen de gas.

### 9.3. Componente específico

Cuando se requiera una propiedad específica del gas, además del volumen, se podrá incluir en las mediciones un analizador de la propiedad que se requiere, tales como:

- a) Poder calorífico.
- b) Humedad.
- c) Ácido Sulfídrico (H<sub>2</sub>S)
- d) Anhídrido Carbónico (CO<sub>2</sub>)
- e) Etano.

Estos analizadores serán necesarios cuando la propiedad requerida varíe en más o menos uno por ciento ( $\pm 1\%$ ).

Estas propiedades pueden ser calculadas a partir de análisis de la composición del gas mencionado en la sección anterior.

Los cálculos de propiedades deberán ser ejecutados y los resultados alimentados en forma automática a los equipos electrónicos de medición y cálculo de volumen de gas.

### 9.4. Equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas

Se instalarán equipos electrónicos de medición y cálculo de volumen de gas en aquellos puntos que el MEM considere necesario para un mejor control fiscal. Estos equipos podrán utilizarse para manejar varias corrientes siempre y cuando sean aprobados por el MEM y los cuales deberán cumplir con lo siguiente:

- a) Adaptación a la normativa internacional de medición AGA, ISO y API, tanto en lo que se refiere a la instalación de dichos equipos como a las fórmulas de cálculo de los volúmenes.
- b) Existirá el control de acceso para restringir la modificación de los parámetros de cálculo, lo que sólo podrá ser realizado por personal autorizado con aprobación del MEM.
- c) Cada modificación deberá quedar registrada en el equipo con los respectivos valores previos y finales, la fecha y la hora del mismo, además de la identificación del personal que realizó el cambio,
- d) Deberá contarse con un respaldo por baterías para garantizar la continuidad en el funcionamiento del equipo ante fallas en el suministro eléctrico.

e) Los algoritmos utilizados en los cálculos deberán ser aprobados por alguna institución emisora de normas, tales como AGA o ISO, o por empresa autorizada por el MEM para tales fines.

f) En el caso de fiscalizar propiedades del gas, se deberán incluir en el equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas, los algoritmos correspondientes, los cuales deberán ser previamente acordados y aceptados por el MEM.

El equipo electrónico de medición y de cálculo de volumen de gas, exclusivo para cada corriente, pone en relieve la importancia del mismo. La medición precisa requiere la aplicación de correcciones matemáticas sofisticadas de las entradas o datos sin corregir que reciba el equipo electrónico de medición y de cálculo de volumen de gas. Este equipo mantendrá el control sobre las corrientes de medición y deberá activar la alarma si alguna condición se desvía de algún límite predeterminado.

El uso de nuevas tecnologías para medición primaria de flujo de gas natural, distinto al de placa orificio, toberas, venturi, coriolis, turbina o ultrasonido, bien sea en ventas o transferencia de custodia, deberán estar en estricta concordancia con estas normas y las normas internacionales AGA o ISO. Las empresas operadoras deberán someter a la aprobación del MEM el uso de dicha tecnología.

## **10. INTEGRIDAD DE LOS SISTEMAS Y EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROCESAMIENTO**

Los sistemas de medición y equipos que lo conforman deberán tener características constructivas y operacionales que garanticen:

- a) La medición de todo el flujo sin posibilidad de desvío ni contaminación del fluido.
- b) Alta disponibilidad operacional del sistema.
- c) Fidelidad e integridad de las mediciones, de la base de datos y de los cálculos que los equipos y sistemas ejecutan.

### **10.1 Medición de todo el flujo**

- a) La conexión de los medidores en un sistema de medición deberá ser realizada de forma tal, que no sea posible el desvío de flujo por una ruta que no pase a través de los medidores.
- b) No se deben instalar líneas de desvío a los medidores. La instalación del sistema de medición debe ser realizada de tal manera que permita colocar fuera de servicio y/o realizar mantenimiento a un medidor, con el resto de los medidores en servicio, sin necesidad de desviar ninguna cantidad de flujo.

- c) En caso de requerir la instalación de desvío, éste deberá estar provisto de válvula de bloqueo con alta integridad de hermeticidad de tipo doble bloque y purga, de candado y sello que garantice el mantenimiento de la válvula en posición cerrada. Como opción, se puede instalar dos válvulas con candado en su posición cerrada y colocar una brida ciega entre las válvulas. El uso de desvíos deberá ser aprobado entre las partes involucradas.

## **10.2 Disponibilidad operacional**

Se deberá mantener la continuidad operacional del sistema de medición, aún en situaciones de mantenimiento de un medidor. A tal fin, los medidores se deben dimensionar de forma que el sistema pueda manejar la totalidad del flujo aun con un medidor fuera de servicio.

También es necesario considerar el respaldo de energía eléctrica para mantener los equipos de procesamiento y cálculos funcionando, aún cuando se interrumpa el flujo a través del sistema por el paro de compresores. Esto es con la finalidad de poder medir el flujo que aún continua pasando debido a la inercia mecánica y presión. También garantiza la preservación de la información del flujo total acumulado y otras variables.

La disponibilidad operacional se deberá considerar a nivel del procesamiento o cálculo del volumen.

Como medida de prevención se deberá establecer procedimientos de contingencia para el caso de falla en algún equipo o del sistema completo de medición.

La disponibilidad del sistema de medición podrá incrementarse con el uso de equipos con capacidad de autodiagnóstico tanto durante el arranque como durante la operación normal de los equipos.

Todos los equipos del sistema deberán poseer protección, en caso de existir sobre tensión eléctricas y descargas atmosféricas.

En caso de falla de alimentación eléctrica, el sistema de medición deberá ser capaz de un paro ordenado, así como de reinicio automático al restablecimiento de la energía eléctrica.

El sistema deberá tener un medio confiable para el manejo de la fecha y la hora.

El sistema debe tener un medio para almacenar el volumen total acumulado para cada medidor y el total del sistema. Estos valores acumulados no podrán reposicionarse a valor cero, a menos que se use un procedimiento de seguridad diseñado para tal propósito.

Los programas y aplicaciones del sistema de medición deben tener rutinas de manejo de error para evitar la paralización de las tareas y cálculos debido a procesamiento de datos inválidos o fuera de límite.

### **10.3 Fidelidad e integridad de las mediciones, de la base de datos y de los cálculos**

El volumen se obtendrá como resultado de una serie de cálculos con datos provenientes de los sensores, medidores, factores y constantes los cuales deberán ser aportados por las empresas operadoras.

Para garantizar la integridad de los valores de las mediciones, es necesario mantener los ajustes de calibración y configuración en los elementos de medición, así como el uso de los valores adecuados de los factores, constantes y ecuaciones de cálculos. Esto se logrará si se restringe el acceso para la realización de ajustes y modificación en los equipos del sistema.

Si el sistema de medición se conecta a una red, se deberá garantizar el acceso desde dicha red al sistema de medición únicamente desde las direcciones autorizadas. La red de comunicación deberá usar un protocolo donde la protección y la seguridad sean parte del mismo.

Cualquier modificación o alteración de la base de datos, algoritmos de cálculos, ajuste de factores de cálculos, entre otros, se deberán realizar siguiendo un procedimiento, previamente establecido por la empresa operadora y aprobado por el MEM.

El acceso a los algoritmos y parámetros de cálculos deberá ser restringido y protegido mediante códigos de acceso, así como el modo de selección de operación automático/manual del sistema y las facilidades de modificación de la calibración y configuración.

La carga de constantes y rangos del equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas, se deberá realizar al inicio de la operación, bajo el comando del operador autorizado, previa introducción de un código de acceso.

Cualquier acción de cambio de parámetro en el sistema deberá ser reseñado en el Libro de Registro del mismo, indicando el valor anterior, el valor nuevo, así como la fecha, hora y código de acceso usado para realizar el cambio.

## **11. VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN**

Para mediciones que coinciden en un modo o en una red, la verificación global de las mismas será efectuada por balance de masas, previéndose la aplicación de técnicas de reconciliación de datos autorizadas por el MEM con demostraciones de su validez.

El personal de operaciones y mantenimiento de la empresa operadora, deberá tener presente que la función de la medición fiscal es proveer la información

mediante la cual se determinará el valor monetario de los hidrocarburos gaseosos producidos y el cálculo de los impuestos respectivos. La instrumentación a utilizarse para la medición fiscal y transferencia de custodia deberá ser seleccionada por su exactitud y estabilidad. No podrán utilizarse aquellos instrumentos y equipos que demanden ajustes frecuentes.

Las correctas mediciones y cálculos que realice cualquier sistema de medición deben ser verificados y validados en los siguientes casos:

- a) Antes de su puesta en servicio.
- b) En forma periódica, de acuerdo a la exigencia o rigurosidad del servicio y de mutuo acuerdo entre las partes.
- c) Después de un mantenimiento mayor o modificación en los componentes del sistema.
- d) Después de un ajuste de calibración en los medidores o sensores.
- e) Cuando existen indicios, sospechas o evidencias de medición o cálculo no apropiados.

La verificación deberá ser realizada por un ente acreditado, debidamente autorizado por el MEM.

La verificación la podrá realizar también una de las partes, siguiendo los procedimientos y normas ISO, de mutuo acuerdo entre las partes y avalado por el MEM como ente oficial de validación.

Una vez demostrada la correcta operación y cálculos del sistema, los resultados de la verificación, deberán ser avalados por el MEM, quién emitirá su respectivo certificado de validación.

### **11.1. Calibración de equipos**

La calibración de todo medidor usado para cálculo fiscal deberá ser realizada por un ente acreditado ante el Ministerio de Energía y Minas y congruente con estándares nacionales e internacionales.

La variable de campo usada para cálculo fiscal deberá ser aprobada por el MEM y congruente con estándares nacionales e internacionales para los cálculos requeridos.

La dimensión geométrica usada para cálculo fiscal deberá ser medida y certificada por un ente acreditado ante el MEM y congruente con estándares nacionales e internacionales.

La frecuencia de calibración de los sistemas de medición de hidrocarburos gaseosos, utilizados en los campos de producción objeto de control fiscal y en los puntos de transferencias de custodia, deberá ser fijada dependiendo de las condiciones de procesos a la que estará sometida y a la tecnología empleada, sin que este periodo sea mayor a una vez por trimestre. La calibración certificada debe ser realizada por entes acreditados ante el MEM.

La Dirección competente del MEM podrá autorizar los instrumentos y equipos utilizados para la calibración de elementos primarios y secundarios de Medición de gas natural, los cuales hayan sido recertificados por entidades acreditadas y aceptadas por la misma Dirección.

Cada nuevo elemento primario o secundario de medición de gas natural a instalarse, aprobado por el MEM para servir como punto de fiscalización, deberá ser objeto de calibración y certificación fiscal, previa a su funcionamiento, por un ente acreditado de Servicios de medición de Hidrocarburos.

Cualquier equipo del sistema de medición fiscal, transferencia de custodia o venta que se encuentre o se sospeche en estado defectuoso deberá ser excluido del servicio de inmediato. Una vez corregida la falla, deberá ser recalibrado y sometido a recertificación.

Una copia del certificado de calibración, actualizada del sistema de medición fiscal, transferencia de custodia o venta deberá ser mantenida disponible en un archivo controlado, ubicado en las instalaciones donde se lleve a cabo la medición fiscal, transferencia de custodia o venta.

Los equipos de prueba utilizados en la calibración de instrumentos en el sistema de medición fiscal, transferencia de custodia o venta, deberán ser anualmente recertificados por entes acreditados o aprobados por el MEM.

Los equipos de prueba podrán ser utilizados dentro de los 12 meses comprendidos a partir de la fecha de su calibración. Se considerarán fuera de certificación después de esa fecha. Los equipos serán devueltos o excluidos del servicio y no serán utilizados para calibración después de la fecha de vencimiento de la certificación.

Cualquier instrumento de prueba que se encuentre o se sospeche en estado defectuoso, deberá ser excluido del servicio de inmediato y devuelto para su recertificación tan pronto sea posible.

Una copia del certificado de calibración, actualizada y procedente para cada componente de los equipos de prueba, deberá estar disponible en un archivo controlado, ubicado en las instalaciones donde se lleve a cabo la medición fiscal y transferencia de custodia, hasta tanto sean recertificados.

En los resultados de cada proceso de calibración se deberá emitir un análisis de la incertidumbre asociada a la medición, de acuerdo con lo dispuesto en estas normas y con la GUM.

En el caso de que durante la certificación se determine una desviación en el comportamiento, que exceda los rangos aceptables por esta norma, se deberá

proceder a calibrar los equipos involucrados en la medición por un ente acreditado.

Se deberá proceder a una certificación si se realiza el reemplazo, ajuste, mantenimiento o alguna otra alteración a cualquiera de los equipos utilizados para el cálculo de volumen. Esto incluye la actualización de la composición del fluido.

Para cada nueva instalación de fiscalización, especialmente si se prevé utilizar tecnologías de medición no incluidas en estas normas, se deberá incluir en la solicitud de aprobación del MEM una descripción detallada del método de calibración a ser utilizado.

### **11.2. Manejo y resguardo**

Los equipos de prueba certificados para calibración de sistemas de medición, deberán ser manejados y resguardados de acuerdo a los procedimientos definidos en los estándares ISO y AGA equivalentes.

## **12. CÁLCULO Y PROCESAMIENTO DE LOS RESULTADOS DE LA MEDICIÓN**

El cálculo y procesamiento de la información se deberá realizar en un procesador diseñado y dedicado especialmente para la aplicación.

## **13. LAPSOS DE FISCALIZACIÓN**

A los fines de efectuar el cálculo de la regalía y del control, las empresas operadoras deberán presentar un informe mensual (calendario) donde se especifiquen los balances del gas asociado de cada campo de producción, detallando el gas producido, consumido como combustible, venteado o quemado, reinyectado, vendido o transferido a otros campos. Asimismo, las empresas productoras de gas no asociado deberán presentar un informe mensual (calendario) donde se especifiquen los balances de gas no asociado de cada campo de producción así como el gas reinyectado. Dichos balances deberán incorporar en una sola plataforma de medición, los distintos elementos primarios, ya sea la placa de orificio u otros elementos validados por el MEM, los cuales deberán ser presentados en términos de volumen y valor calorífico ( MJ / m<sup>3</sup>, BTU o Kcal). Dicha información deberá estar de acuerdo con los sistemas de auditorías automatizadas o no, que el MEM y la operadora mutuamente acuerden.

Los lapsos de la fiscalización de las mediciones del gas natural serán los siguientes:

a) Los días de operación terminan a las 12:00 horas del mediodía, lo cual indica que los cierres de movimientos de hidrocarburos gaseosos deberán hacerse a esta hora.

- b) La fiscalización diaria del gas natural se efectuará en las instalaciones a la misma hora.
- c) El balance anual de producción fiscalizada de hidrocarburos gaseosos se inicia a las 12:00 horas del mediodía del 31 de Diciembre del año anterior y finaliza a las 12:00 horas del mediodía del 31 de Diciembre del año actual.
- d) El balance diario de producción fiscalizada se inicia a las 12:00 horas del mediodía y finaliza a las 12:00 horas del mediodía del día siguiente.
- e) El balance mensual de producción fiscalizada se inicia a las 12:00 horas del mediodía del último día del mes anterior y finaliza a las 12:00 horas del mediodía del último día del mes actual.

#### **14. DOCUMENTACIÓN**

Las empresas operadoras deberán llevar y mantener actualizado un libro de registro en forma de archivo electrónico para cada uno de los medidores utilizados incluyendo el usado como patrón, donde deberá quedar asentado lo siguiente:

- a) Calibraciones rutinarias, con los resultados de las mismas y los ajustes realizados en los casos que apliquen.
- b) Mantenimiento general de los medidores.
- c) Errores de medición detectados durante la calibración de los equipos.
- d) Averías físicas o desconfiguración de los medidores.
- e) Retiro del servicio normal del medidor con inclusión de las horas y lecturas totalizadoras.
- f) Para el caso de medidores patrón deberá existir una certificación, emitida por una empresa de servicio calificada, previamente autorizada para tal fin por MEM.

Dichos archivos deberán estar a la disposición del personal del MEM para su inspección, siempre que sea necesario.

Se deberán usar formatos estándares para efectuar los informes donde se reportará la información.

Los informes a incluir son los siguientes

- a) Informes de gestión

- b) Informes de mantenimiento
- c) Informes de fallas

Dichos informes deberán ser presentados al MEM, utilizando los medios alternativos siguientes:

- a) Información computarizada permanente, conectada expresamente en computadoras propiedad de cada interesado y a disposición del MEM, ubicados en los lugares previamente convenidos y utilizando para ello los programas de computación establecidos por el MEM.
- b) Información computarizada y protegida por vía de correo electrónico, a las direcciones y en programas de correo previamente señalados por el MEM.
- c) Por medio de facsímil, dirigido a las direcciones señaladas por el MEM.
- d) Por escrito, dirigido a las direcciones señaladas por el MEM.

## 15. MUESTREO

El sistema de muestreo deberá recolectar y almacenar una muestra representativa de gas a la condición operacional del gasoducto, y permitir su transporte al laboratorio para su análisis. El sistema de toma muestras se deberá instalar lo más cercano posible al gasoducto y cumplir con los requerimientos del ISO 10715.

Se deberá mantener una distancia mínima de 20 diámetros de tubería de cualquier punto de muestra ubicado aguas arriba del punto de medición, que pudiera causar perturbación en el flujo.

Si se usa un sistema de toma muestras automático, éste deberá estar controlado por el flujo en el gasoducto. Adicionalmente al toma muestras automático, se deberá instalar un punto para la toma manual de muestras representativas. Opcionalmente, se podrá obtener la muestra manual desde el mismo punto de la recolección de la muestra automática.

El punto de toma muestras manual deberá estar provisto con válvulas y facilidades de conexión a la botella recolectora.

Las muestras deberán ser recolectadas en botellas limpias de tipo transportable con capacidad de 1000 ml, de tipo pistón flotante con retropresión proporcionado por un gas inerte, indicador de posición del pistón e interruptores de límite de carrera para el llenado máximo.

## 16. AUDITORIA

Los sistemas de medición fiscal y de transferencia de custodia, deberán ser periódicamente auditados a fin de verificar el cumplimiento de las condiciones de operación establecidas. Las auditorías técnicas podrán ser realizadas por funcionarios del MEM o por entes acreditados para efectuar esta actividad. De igual forma, los departamentos técnicos de la operadora podrán realizar auditorías internas con el fin de verificar los sistemas de medición.

Los sistemas de medición deberán ser auditados por lo menos una vez cada año. Dichos equipos dispondrán como mínimo de las siguientes características que aseguren la auditabilidad del mismo:

- a) Datos de configuración
- b) Registro de alarmas y modificaciones de la configuración (hora, fecha y autor de la modificación)
- c) Registro de constantes, factores de cálculos y calibraciones

Adicionalmente, podrán ser efectuadas en cualquier momento, a solicitud del MEM, auditorías técnicas. las cuales deberán abarcar como mínimo los siguientes aspectos:

- a) Inspección de los libros de registro y control (log).
- b) Inspección y verificación de:
  - Informes diarios de la medición
  - Informe de funcionamiento y calibración del probador
  - Informes de calibración y certificación de los equipos de medición
- c) Inspección de la condición de la estación de medición
- d) Verificación de los equipos electrónicos de medición y cálculo de volumen de gas y

Una vez efectuada la auditoría, se levantará un informe de conclusiones el cual deberá incluir:

- a) Resumen del alcance de la auditoría
- b) Resumen de los términos de referencia del auditor
- c) Lista de aspectos auditados
- d) Recomendaciones

## 17 CONTINGENCIA DE LA MEDICIÓN FISCAL

Las empresas operadoras deberán garantizar la medición correcta de los volúmenes de gas manejados y por tanto el funcionamiento continuo de los equipos de medición instalados.

Para ello elaborarán y mantendrán en vigencia planes de operación, calibración y mantenimiento de los sistemas de medición acorde con los requerimientos mínimos exigidos por el fabricante de los equipos, por esta normativa y por las mejores prácticas de ingeniería

Adicionalmente y sólo para ser utilizado en casos de excepcional contingencia, las empresas operadoras deberán contar con un plan que permita, a través de acciones alternas, continuar midiendo los volúmenes de gas manejados.

Si ocurriera alguna falla en el equipo de medición que impidiera determinar con exactitud el volumen de gas entregado, se procederá a efectuar las estimaciones del mismo, de acuerdo a lo siguiente:

1-.Efectuar la verificación del medidor a través de un equipo patrón

2-.Determinar el porcentaje de error encontrado.

3-.En caso de resultar una falla en los volúmenes calibrados en el medidor, que arrojen niveles de incertidumbre mayores a las permitidas de acuerdo al tipo de gas (numeral 8.3 de estas Normas), se procederá a corregir el volumen histórico obtenido desde la última calibración efectuada, además de ajustar el medidor al cero error. Igualmente la empresa operadora elaborará un informe de las correcciones efectuadas fundamentando éstas, en las desviaciones encontradas el cual deberá ser entregado al MEM.

Los volúmenes serán corregidos a partir de la fecha cuando haya ocurrido la falla. Si dicha fecha no puede determinarse, la corrección de los volúmenes se efectuarán correspondiendo a la mitad del tiempo transcurrido desde la calibración efectuada en el medidor según el registro expedido a tal efecto.

A pesar de las previsiones que se puedan tomar para mantener la continuidad operacional de los sistemas de medición con propósito de fiscalización, transferencia de custodia y/o venta, en los procedimientos operacionales de dichos sistemas de medición, se deberán contemplar procedimientos de contingencia de medición y cálculos, para el caso de que no se pueda utilizar el sistema de medición automático.

El uso de procedimientos de contingencia para las mediciones o cálculos deberá ser notificado al MEM y no se deberá extender más allá de 72 horas. Cualquier extensión deberá ser autorizada por el MEM. Las extensiones serán por lapsos no mayores de 72 horas cada una.

Durante el lapso en el cual se apliquen procedimientos de contingencias, la empresa operadora deberá suplir los recursos de personal y logística necesarios para realizarlos.

Si falla un medidor de flujo y no se cuenta con suficiente capacidad para manejar el flujo total con el resto de los medidores de flujo del sistema de medición, la primera opción a considerar será la operación a una capacidad menor, de manera que no sobrepase el rango máximo del sistema de medición.

No se deberán operar los medidores de flujo por encima de su rango normal de operación, ya que los resultados de las mediciones en esa condición no son confiables.

La segunda opción será desviar el flujo del medidor con problemas y hacer la medición con un método alternativo, antes o después del medidor. El método alternativo de medición deberá estar aceptado por el MEM.

Si fallara el medidor de temperatura o presión, previa autorización del MEM se usará para el cálculo de volumen, el valor promedio de los tres (3) últimos días antes de la falla del elemento de medición. Dicho valor promedio será introducido manualmente en el equipo electrónico de medición y cálculo de volumen de gas.

Si el sistema de cálculo de volumen está inhabilitado, se deberá hacer el cálculo en forma manual con los valores de mediciones obtenidos de las mediciones automática o manual y siguiendo la metodología establecida en las normas AGA e ISO.

Se deberá dejar constancia por escrito de los valores de las mediciones manuales y/o de los resultados de los cálculos realizados en forma manual.

## **18. REGISTRO DE ENTES ACREDITADOS:**

Toda empresa independiente de servicios de medición de hidrocarburos, definida como Ente acreditado en el Numeral 5.2.15 de estas Normas, deberá solicitar su registro previo y la correspondiente autorización, a cuyos efectos deberá consignar a la Dirección de línea competente del MEM los siguientes recaudos:

- 18.1 Registro Mercantil de la empresa
- 18.2 Registro OCEI de la empresa
- 18.3 Número del Registro Auxiliar de Contratistas de Petróleos de Venezuela S.A.
- 18.4 Hoja de Vida y credenciales de capacitación de cada integrante del personal técnico que realizará los trabajos de calibraciones y revisiones de los elementos primarios y secundarios de los sistemas de medición.
- 18.5 Detalles de los equipos requeridos para realizar los trabajos señalados en el Numeral que antecede, con su costo aproximado, número de seriales y ubicación donde podrán ser inspeccionados por funcionarios del MEM.

- 18.6 Copia de los manuales operativos y procedimientos a utilizarse para efectuar calibraciones y certificaciones expedidas por entes aceptados por el MEM de todos los elementos integrantes de los sistemas de medición.
- 18.7 Los siguientes equipos deben mantener sus certificaciones anuales vigentes:
  - 18.7.1 Probador de peso muerto
  - 18.7.2 Manómetro digital
  - 18.7.3 Termómetro digital
  - 18.7.4 Medidor digital
  - 18.7.5 Calibrador de temperatura
  - 18.7.6 Comunicador Hart
  - 18.7.7 Calibrador tipo Druck
  - 18.7.8 Osciloscopio
  - 18.7.9 Generador de pulsos

18.8 Los solicitantes también deben disponer de los siguientes equipos de trabajo:

- 18.8.1 Computador portátil
- 18.8.2 Programa de computación requerido
- 18.8.3 Radios portátiles
- 18.8.4 Teléfonos celulares

## **19. SANCIONES**

El incumplimiento de lo señalado en estas Normas será sancionado conforme a lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, sin perjuicio de las acciones civiles, penales, fiscales o administrativas que tal incumplimiento origine.

Para ello, los funcionarios competentes del MEM instruirán el respectivo expediente y levantarán las Actas correspondientes, debidamente firmadas por representantes de las empresas operadoras.

## **20. DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

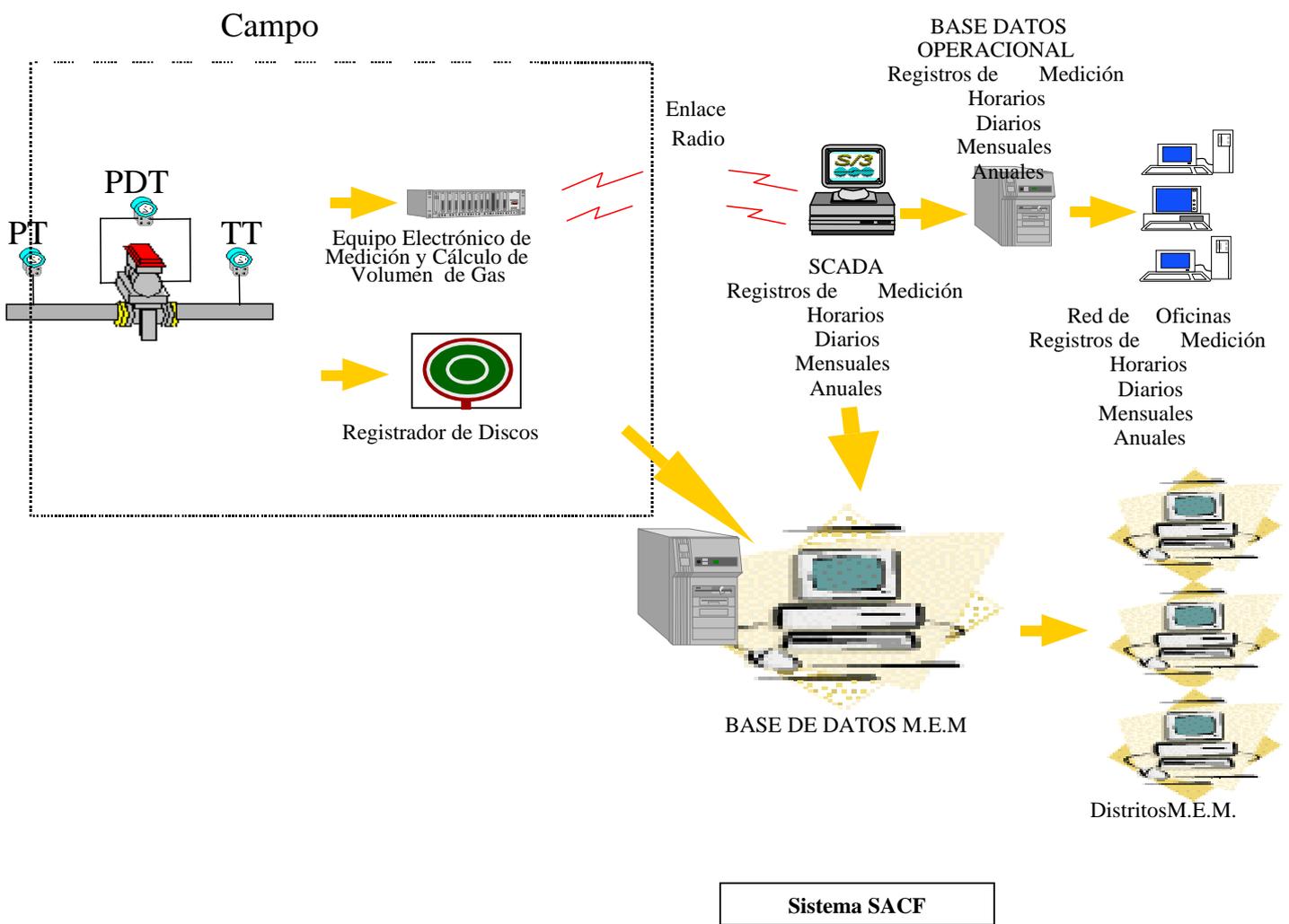
En aquellos sitios donde las empresas operadoras no hayan logrado la instalación de los sistemas de medición automática, en los puntos de fiscalización del gas natural sometido a impuesto o no, ordenados por el MEM, deberán disponer de un registrador (disco o formato electrónico) para mediciones volumétricas. La información sobre las mediciones de las presiones y temperatura deberá ser trasladada a un computador que pueda leer directamente la información y realizar los cálculos volumétricos y/o energéticos, pasando dicha información en forma directa al computador instalado en el MEM, todo de acuerdo con el Sistema de Monitoreo de Mediciones de Hidrocarburos (SMMH). En aquellos casos donde el medidor maneje un volumen superior a 1.000 MCF/d deberá medirse la temperatura con fines de compensación.

De igual forma, aquellas empresas operadoras que hayan implantado esquemas de medición diferentes a los indicados en las presentes Normas deberán someter sus propuestas para aprobación del MEM, donde cumplir con los requerimientos técnicos establecidos, igualmente, las partes acordarán manifiesto el deber de el tiempo para establecer los esquemas de mediciones fiscales.

21. ANEXOS

ANEXO A

ESQUEMA TÍPICO PARA MEDICIÓN FISCAL



## ANEXO B

### DETERMINACIÓN DE INCERTIDUMBRES PARA MEDICIONES DE VOLÚMENES EN LÍNEA

La estimación de la incertidumbre en la medición de los hidrocarburos estar regida por lo establecido en la GUM. Todos los detalles de esta estimación deberán ser registrados y se encontrarán disponibles para cualquier revisión o auditoría en el sitio y en las oficinas de las empresas operadoras.

A fin de establecer un nivel mínimo de cálculo y considerando que las placas de orificio constituyen el elemento más común para la medición del caudal de gas, se presenta una fórmula simplificada para la estimación de incertidumbre con elementos primarios de placas de orificio, tubos venturi y toberas tipo ISO 1932, según es tratado en el estándar ISO 5167-1 (1998). Esta simplificación asume las siguientes condiciones:

- Se satisface lo establecido en la sección 17.1 de este documento.
- Se consideran las variaciones del factor C debidas a variaciones del número Reynolds o a la temperatura, incluidas en la incertidumbre proporcionada por la norma.
- Las incertidumbres porcentuales parciales han sido estimadas para un 95% de nivel de confianza.

La ecuación a utilizar será:

$$\frac{\delta q_V}{q_V} = \left[ \left( \frac{\delta C}{C} \right)^2 + \left( 4 \frac{\Delta p}{P1} \right)^2 + \left( \frac{2\beta^4}{1-\beta^4} \right)^2 \left( \frac{\delta D}{D} \right)^2 + \left( \frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 \left( \frac{\delta d}{d} \right)^2 + \frac{1}{4} \left( \frac{\delta \Delta p}{\Delta p} \right)^2 + \frac{1}{4} \left( \frac{\delta \rho_0}{\rho_0} \right)^2 + \frac{1}{4} \left( \frac{\delta \rho_1}{\rho_1} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

en donde,

$\frac{\delta q_V}{q_V}$  : Incertidumbre porcentual del caudal volumétrico.

$\frac{\delta C}{C} = \begin{cases} 0,5\%, & \text{para } 0,1 \leq \beta \leq 0,6 \\ (1,667\beta - 0,5)\%, & \text{para } 0,6 \leq \beta \leq 0,75 \end{cases}$  : Incertidumbre porcentual del coeficiente de descarga.

$\frac{\Delta p}{P1}$  : Relación de presión diferencial entre presión estática absoluta, en las mismas unidades.

$\beta$  : Relación diámetro del orificio entre diámetro interno de la tubería.

$\frac{\delta D}{D}$  : Incertidumbre porcentual del diámetro interno de la tubería (0,4%, por tolerancia).

$\frac{\delta d}{d}$  : Incertidumbre porcentual del diámetro del orificio (0,07%, por tolerancia).

$\frac{\delta\Delta p}{\Delta p}$  : Incertidumbre porcentual de la presión diferencial.

$\frac{\delta\rho_1}{\rho_1}$  : Incertidumbre porcentual de la densidad en condiciones de operación.

$\frac{\delta\rho_0}{\rho_0}$  : Incertidumbre porcentual de la densidad en condiciones base.

Desde un punto de vista práctico se incluyen las siguientes consideraciones:

- a) Los valores indicados referidos a las tolerancias significan que si la construcción de la placa de orificio se realiza de acuerdo a las tolerancias indicadas en esta norma, la incertidumbre vendrá dada por dichos valores.
- b) La incertidumbre porcentual de la presión diferencial considera imprecisión del instrumento de medida, dificultades en la toma del proceso, descalibración, falta de linealidad, etc.
- c) La incertidumbre porcentual de la densidad en condiciones base incluye inexactitud en la composición del gas y del método usado para calcularla.
- d) La incertidumbre porcentual de la densidad en condiciones de operación reflejará las imprecisiones de la medición, si es medida directamente, o del método de cálculo y mediciones de presión y temperatura, si es inferida mediante la ley universal de los gases.
- e) Los algoritmos de cálculo de caudal e integración, usados para calcular el volumen transferido, y su implementación, deberán introducir una incertidumbre en los resultados inferior a más o menos una centésima por ciento ( $\pm 0,01\%$ ). Esto implica el uso de algoritmos de punto flotante y resolución de la digitalización de las variables de proceso de al menos doce (12) bits.
- f) Los resultados de los cálculos deberán presentar desviaciones menores a más o menos dos décimas por ciento ( $\pm 0,2\%$ ) con respecto a un programa de referencia, desarrollado o certificado por un instituto que emita normas sobre la medición de caudal con placas de orificio, tal como AGA o ISO, bajo las mismas condiciones de configuración del medidor y de variables de campo.

Se debe tener presente que esta expresión está relacionada con los elementos primarios cubiertos por la norma ISO 5167-1 y representa un nivel mínimo de cálculo o simplificación práctica del mismo. Análisis más complejos o consideraciones de otros elementos primarios deberán realizarse en base a la Guía ISO para estimación de Incertidumbre en las mediciones (GUM).