

---

# NORMA CUBANA

Obligatoria

# NC

994: 2015

---

## CONDICIONES Y REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA MEDICIÓN FISCAL Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA O PROPIEDAD DE PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

Conditions and technical requirements for fiscal measurement and custody transfer  
for liquids hydrocarbons

---

ICS: 75.17.020

2. Edición      Enero 2015  
REPRODUCCIÓN PROHIBIDA

Oficina Nacional de Normalización (NC) Calle E No. 261 El Vedado, La Habana. Cuba.  
Teléfono: 830-0835 Fax: (537) 836-8048; Correo electrónico: [nc@ncnorma.cu](mailto:nc@ncnorma.cu); Sitio  
Web: [www.nc.cubaindustria.cu](http://www.nc.cubaindustria.cu)



Cuban National Bureau of Standards

## **Prefacio**

La Oficina Nacional de Normalización (NC), es el Organismo Nacional de Normalización de la República de Cuba y representa al país ante las organizaciones internacionales y regionales de normalización.

La elaboración de las Normas Cubanas y otros documentos normativos relacionados se realiza generalmente a través de los Comités Técnicos de Normalización. Su aprobación es competencia de la Oficina Nacional de Normalización y se basa en las evidencias del consenso.

### **Esta Norma Cubana:**

- Ha sido elaborada por el Comité Técnico de Normalización NC/CTN 2 de Metrología integrado por representantes de las siguientes entidades:

Ministerio de la Industria Alimentaria	OSDE AZCUBA
Ministerio de las Fuerzas Armadas Revolucionarias	OSDE GESIME
Ministerio de Comercio Interior	OSDE Unión Cubapetróleo
Corporación CIMEX S.A.	OSDE Unión Eléctrica
Oficina Nacional de Normalización	Laboratorio Cubacontrol
Instituto Nacional de Investigaciones en Metrología	ECASA

- No tiene antecedentes en el país y posibilita ordenar y mejorar el control de la medición fiscal y transferencia de custodia y propiedad del petróleo y sus derivados.
- Sustituye a la NC 994: 2013 de igual título, la cual ha sido técnicamente revisada y actualizada. (Ver Introducción).
- Contiene los Anexos A y B normativos y el Anexo C informativo.

## **© NC, 2015**

**Todos los derechos reservados. A menos que se especifique, ninguna parte de esta publicación podrá ser reproducida o utilizada en alguna forma o por medios electrónicos o mecánicos, incluyendo las fotocopias, fotografías y microfilmes, sin el permiso escrito previo de:**

**Oficina Nacional de Normalización (NC)**

**Calle E No. 261, El Vedado, La Habana, Habana 4, Cuba.**

**Impreso en Cuba.**

## 0 Introducción

**0.1** Esta Norma Cubana utiliza como referencia la Recomendación Internacional OIML R 80 – 1:2009 *Road and rail tankers with level gauging. Part 1: Metrological and technical requirements*, la NC 918:2012 *Metros contadores para líquidos diferentes del agua – Métodos y equipos para la verificación*, las Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del Ministerio de Energía y Minas, República Bolivariana de Venezuela: 2001 y el Reglamento Técnico de Mediciones de Petróleo y Gas de la Agencia Nacional del Petróleo e Instituto Nacional de Metrología, Calidad y Tecnología, República Federativa de Brasil: 2000, para:

- La implementación de los errores máximos permitidos y la clasificación de los sistemas de medición por clases de exactitud,
- Los términos y definiciones,
- Los requisitos técnicos de los puntos de transferencia y los Sistemas de Medición Fiscal.

**0.2** Los principales cambios de esta 2. Edición de la NC 994 con respecto a la 1. Edición son los siguientes:

- En la tabla 1 Puntos y sistemas de transferencias de custodia o propiedad y errores máximos permitidos, página 9:
  - Se incluyó el contador en la vía marítima ya que hoy en el despacho de combustible para la Isla de Juventud por vía marítima se realiza con contador en Cienfuegos.
  - Se incluyó el contador en los ductos ya que se le despacha combustible desde la Refinería Níco López por contadores al Aeropuerto José Martí.
  - Se agregó como punto de transferencia la descarga de vagón cisterna a tanque.
  - Se agregó el punto 8 por ser punto de transferencia a los aviones en los aeropuertos.
- Para los aviones se hace el despacho de combustible como práctica internacional a temperatura ambiente, por ello se excluye esta vía de la condición de 15 °C.
- Se agregó un Anexo B (normativo) para las correcciones de volumen en las mediciones de campo.

## CONDICIONES Y REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA MEDICIÓN FISCAL Y TRANSFERENCIA DE CUSTODIA O PROPIEDAD DE PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

### 1 Objeto

Esta Norma Cubana establece las condiciones y los requisitos técnicos para la medición fiscal y transferencia de custodia o propiedad de petróleo y sus derivados, que se aplican en todos los puntos de transferencia de custodia o propiedad identificados como tal y en la medición fiscal realizada por las entidades autorizadas dentro del territorio nacional.

Este documento no es aplicable a los puntos de transferencia destinados a la medición fiscal de:

- Gas Licuado del Petróleo (GLP),
- Gas Natural Licuado (GNL),
- Gas Natural,
- Lubricantes.

### 2 Referencias normativas

Los siguientes documentos de referencia son indispensables para la aplicación de esta Norma Cubana. Para las referencias fechadas, sólo se toma en consideración la edición citada. Para las no fechadas, se toma en cuenta la última edición del documento de referencia (incluyendo todas las enmiendas).

NC-OIML V2: 2012 Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM). (IDT, OIMLV 2).

OIML R 80 – 1: 2009, *Road and rail tankers with level gauging. Part 1: Metrological and technical requirements.*

NC 918: 2012, *Metros contadores para líquidos diferentes del agua – Métodos y equipos para la verificación.*

ISO 5725-3: 1994, *Accuracy (trueness and precision) of measurement methods and results - Part 3: Intermediate measures of the precision of a standard measurement method.*

NC 799: 2010, *Aparatos distribuidores de carburantes — Métodos y medios de verificación.*

NC- OIML R71: 2002, *Tanques fijos de almacenamiento — Requisitos generales.*

NC 90-04-18: 1988., *Carros y ferros cisternas. Métodos y medios de aforo.*

*API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 2- Tank Calibration. Section 8A- Calibration of Tanks on Ships and Oceangoing Barges. Edition March 2002.*

*API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 20- Allocation Measurement. Section 1- Allocation Measurement. Edition September 1993.*

DG-01: 2012, Instrumentos de medición sujetos a la verificación obligatoria y a aprobación de modelo según los campos de aplicación donde serán utilizados.

GUM, Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement, 1993.

NC- ASTM D 1298:2009, Industria del petróleo — Método de ensayo estándar para determinar densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API en el petróleo crudo y productos derivados del petróleo por el método del hidrómetro.

NC-ASTM D 4052:2012, Industria del petróleo—Método de ensayo estándar para la densidad, densidad relativa y gravedad API de líquidos por el densímetro digital.

*ASTM D 5002-2009, Standard Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer.*

*API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Chapter 3.1A. Standard Practice for the manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products. Third edition, August 2013.*

*ASTM D 1250-2008, Standard Guide for Use of the petroleum Measurement Tables.*

*API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 11.1- Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oil. Edition, May 2004, Addendum1 2007.*

*IP 200/82(90). Standard for Petroleum and its Products (Petroleum Measurement Tables, IP 200).*

*API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 7- Temperature Determination. First edition, June 2001, reaffirmed, February 2012.*

### 3 Términos y definiciones

A los efectos de esta norma se emplean los términos y definiciones establecidos en la NC-OIML V2: 2012, la Recomendación OIML R 80 – 1: 2009 y la NC 918: 2012, incluyendo los siguientes:

- 3.1 Factor del metro (FM):** Relación entre los volúmenes indicados por el patrón y el metro contador que se comprueba, respectivamente.
- 3.2 Método de máster meter:** Método de calibración en el cual se utiliza como equipo patrón un metro contador con características metrológicas que garanticen la trazabilidad metrológica.
- 3.3 Error de indicación:** Cantidad indicada por el metro contador menos el valor de referencia (verdadero). A los efectos de esta norma el valor de referencia es el valor medido por el patrón.
- 3.4 Error relativo (de indicación):** Error (de indicación) dividido por el valor de referencia (verdadero).

**3.5 Dispositivo auxiliar:** Dispositivo destinado a ejecutar una función particular, directamente involucrado en la elaboración, transmisión o indicación de los resultados de la medición. Ejemplo: dispositivo de indicación del cero, de almacenamiento de datos, totalizador e impresora.

**3.6 Dispositivo adicional:** Parte o dispositivo diferente al dispositivo auxiliar que se requiere para asegurar o facilitar una medición correcta o que pudiera afectar la medición de alguna forma. Ejemplo: Eliminador de aire, indicador de gases, visor de cristal, filtro, bomba, linealizadores de flujo y válvulas.

EJEMPLO Eliminador de aire, indicador de gases, visor de cristal, filtro, bomba, linealizadores de flujo y válvulas.

**3.7 Punto de Transferencia de Custodia o Propiedad:** Unión de la conexión de la vía o medio de entrega entre el suministrador y el receptor.

**3.8 Sistema de medida:** conjunto de uno o más instrumentos de medida y, frecuentemente, otros dispositivos, incluyendo reactivos e insumos varios, ensamblados y adaptados para proporcionar valores medidos dentro de intervalos especificados, para magnitudes de naturalezas dadas.

NOTA Un sistema de medida puede estar formado por un único instrumento de medida.

**3.9 Condición base:** Condiciones del fluido para una temperatura y presión determinada en documentos normativos.

**3.10 Transferencia de custodia:** Cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto.

**3.11 Incertidumbre de la medición:** Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza.

**3.12 Condición nominal de funcionamiento:** Condición de funcionamiento que debe satisfacerse durante una medición para que un instrumento o un sistema de medida funcione conforme a su diseño.

NOTA Las condiciones nominales de funcionamiento determinan generalmente intervalos de valores para la magnitud medida y para las magnitudes de influencia.

**3.13 Fiscalización:** Acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de hidrocarburos a ser utilizadas para el cálculo de pago.

NOTA Para los casos donde se realicen transacciones internacionales se ejecutarán en presencia del funcionario designado de CUPET e inspector independiente con reconocimiento internacional, en los que proceda, quienes darán fe del cumplimiento de los procedimientos legales y de los resultados obtenidos.

**3.14 Automatización de la medición para la fiscalización y transferencia de custodia o propiedad:** Medición de las cantidades y calidades fiscalizadas de hidrocarburos y la transmisión de los resultados de dicha medición a los centros operativos por medios automáticos, es decir, sin intervención ordinaria de personal.

- 3.15 Medición de Transferencia de Custodia o Propiedad:** Medición que proporciona la cantidad y calidad del volumen del producto en unidades del Sistema Internacional de unidades (SI) para ser utilizada en la documentación física y fiscal de un cambio de propiedad o responsable del producto.
- 3.16 Error Máximo Permitido (EMP):** 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.
- 3.17 Metrocontador:** Aparato contador, eléctrico o mecánico, acoplado para medir, registrar e indicar el volumen que pasó a través del metro.
- 3.18 Sistemas de Medición Fiscal:** Sistema de medida que se utiliza en la fiscalización.
- 3.19 Operación de alijo:** Operación mediante la cual se hace más ligera o se quita la carga de un barco.
- 3.20 Precisión:** proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas.

NOTA 1 Es habitual que la precisión de una medida se exprese numéricamente mediante medidas de dispersión tales como la desviación típica, la varianza o el coeficiente de variación bajo las condiciones especificadas.

NOTA 2 Las “condiciones especificadas” pueden ser **condiciones de repetibilidad, condiciones de precisión intermedia, o condiciones de reproducibilidad** (véase la norma ISO 5725-3:1994).

NOTA 3 La precisión se utiliza para definir la **repetibilidad de medida, la precisión intermedia y la reproducibilidad**.

NOTA 4 Con frecuencia, “precisión de medida” se utiliza, erróneamente, en lugar de “**exactitud de medida**”.

## 4 Abreviaturas

API: Instituto Americano del Petróleo.

CUPET: Unión Cubapetróleo.

EMP: Error Máximo Permitido.

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

ISO: Organización Internacional de Normalización.

MPMS: Manual de Normas de Medición del Petróleo, emitido por API.

OIML: Organización Internacional de Metrología Legal.

ONN: Oficina Nacional de Normalización.

SENAMET: Servicio Nacional de Metrología.

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

## 5 Requisitos

Los Sistemas de Medición Fiscal y de Transferencia de Custodia o Propiedad deberán cumplir los requisitos establecidos en esta Norma Cubana, de forma que aseguren la veracidad de los resultados de las mediciones y la calidad del producto transferido, se establecen las condiciones bases, la ejecución de las mediciones tanto manualmente como de forma automatizada, las

características y ubicación de los puntos de transferencia y los requerimientos funcionales de los sistemas de medición.

## **5.1 Medición para la fiscalización y transferencia de custodia o propiedad**

### **5.1.1 Sistemas de medición**

El sistema de medición deberá permitir la fiscalización de la transferencia de custodia o propiedad de hidrocarburos líquidos, mediante el registro histórico de las mediciones, balances y demás operaciones que efectúe el sistema con el volumen, tipo de producto, temperatura del producto, número del tanque de operación, la identificación de los medios de transporte, fecha, hora de transferencia, nombre y apellidos del operador que participa en la transferencia.

## **5.2 Condiciones bases**

Como condición base se debe considerar solamente:

**Temperatura:** 15 °C

**Presión:** 101,325 kPa

En las entidades con laboratorios de ensayo para la determinación experimental de la densidad, las correcciones de volumen de la temperatura observada a la temperatura de referencia de 15 °C se realizarán de acuerdo a las indicaciones del Anexo A.

Para las entidades de la economía nacional que no cuentan con laboratorios de ensayo para la determinación experimental de la densidad a 15°C de los combustibles, las correcciones de volumen se realizarán de acuerdo a las indicaciones del Anexo B.

## **5.3 Puntos y Sistemas de Medición para la fiscalización y Transferencia de Custodia o Propiedad**

Los hidrocarburos líquidos se fiscalizarán en los sitios más cercanos a las áreas operacionales donde tiene lugar la entrega. Los puntos de fiscalización y sistemas de medición son establecidos en la presente norma tomando como base una relación favorable entre la calidad mínima requerida en las mediciones y la operación de los sistemas de medición fiscal.

En los puntos de transferencia de custodia y de medición fiscal de la cadena de producción y distribución de combustible se debe medir la cantidad (volumen o masa) y determinar la calidad de:

- Petróleos producidos.
- Importaciones y exportaciones de petróleo y productos derivados.
- Comercialización en el territorio nacional de productos derivados del petróleo.
- Consumo propio de petróleo y productos derivados.

Los puntos de fiscalización del petróleo crudo serán las terminales marítimas, los centros colectores y oleoductos, de forma tal que la densidad del petróleo esté en correspondencia con el combustible almacenado en estos lugares.



Las importaciones y exportaciones de petróleo y productos derivados serán fiscalizadas en las Terminales de Embarque, Refinerías y en los Centros de Distribución y/o venta de Productos.

Los puntos y sistemas de transferencias de custodia o propiedad y errores máximos permitidos se establecen en la Tabla 1.

**Tabla 1 — Puntos y Sistemas de Transferencias de Custodia o Propiedad y Errores Máximos Permitidos**

No.	Vías de comercialización	Punto de transferencia de custodia o propiedad.	Sistema de medición utilizado.	Error máximo permitido (EMP) en %, (véase observación 3)
1	Marítima	Unión de las bridas de conexión entre el buque y la manguera o esténder de la terminal.	Contador o tanque en tierra del vendedor, cinta de sondeo y tablas de cubicación y corrección (véase observación 1).	0,5
		Unión de las bridas de conexión entre el buque origen y el buque destino.	Tanque del buque origen, cinta de sondeo y tablas de cubicación y corrección (véase observación 2).	
		Unión de las bridas de conexión entre el buque y la manguera o esténder de la terminal.		
No.	Vías de comercialización	Punto de transferencia de custodia o propiedad.	Sistema de medición utilizado.	Error máximo permitido (EMP) en %, (véase observación 3)
2	Ductos	Conexión ducto-línea de entrega para productos claros.	Contador o tanques del vendedor o del comprador definido en el contrato.	0,5
		Conexión ducto-línea de entrega para productos oscuros	Contador o tanques del vendedor o del comprador definido en el contrato.	0,5
3	Vagón cisterna y camión cisterna no propiedad de CUPET	Brazo del cargadero en el acto de la operación de carga.	Contador del Cargadero.	0,5
			Aforo de ferro cisterna y carro cisterna	1,0
4	Ferro cisterna y camión no propiedad de CUPET	Conexión ferro cisterna y camión a la línea de entrega en la operación de descarga	Contador del Cargadero.	0,5
			Aforo de ferro cisterna y camión cisterna	1,0
5	Camión cisterna propiedad de CUPET	Brazo del cargadero en el acto de la operación de carga.	Contador del cargadero	0,5
			Aforo de camión cisterna	1,0
		Extremo de salida de la manguera o pistola para descargas fraccionadas.	Contador del camión cisterna	0,5

6	Centro Colector	Separador de medición.	de Separadores de medición horizontales.	1,5
7	Expendio en servicentros	Pistola del brazo de entrega de combustible.	de Aparato distribuidor de carburante (ADC).	0,5
8	Expendio de combustible de aviación en aeropuertos	Conexión entre la toma internacional o pistola del equipo abastecedor del vendedor y el acople de la aeronave.	Contador del vendedor.	0,5

**OBSERVACIONES:**

(1) *Válido para carga y descarga de buques de cabotaje y carga de buques de importación y exportación.*

(2) *Válido para operaciones de alijo entre buques y descarga de buques de importación.*

(3) *Los EMP fueron tomados de:*

*NC 918:2012 para las vías de comercialización No 1, 2, 3, 4 y 5 que utilizan contadores.*

*NC 799:2010 para la vía de comercialización 7.*

*NC OIML R71:2002 para las vías de comercialización 1 y 2 cuando se utiliza el tanque del vendedor.*

*NC 90.04.18:88 para las vías de comercialización 3, 4 y 5 cuando se utiliza el volumen de los aforos de los carros cisternas y vagones cisternas.*

*Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 2-Tank Calibration. Section 8A-Calibration of Tanks on Ships and Ocean-going Barges. Edition march 2002.*

*Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20 – Allocation Measurement. Section 1 Allocation Measurement. Edition September 1993.*

Para las vías de comercialización **1, 2, 3, 4 y 5** cuando exista el contador es obligatorio utilizarlo en la medición fiscal de transferencia de propiedad y custodia. Cuando no exista el contador se utiliza el volumen del aforo de los camiones cisterna, vagones cisternas o tanques de almacenamiento.

Para la vía de comercialización **7 y 8** se excluye como condición base la temperatura de 15 °C, realizándose la transferencia en esta vía a temperatura ambiente.

### 5.3.1 Generalidades

Las terminales marítimas, depósitos, centros colectores y oleoductos del petróleo y sus derivados determinan los sitios en los cuales se instalarán los sistemas de medición fiscal, y son responsables de las correcciones, modificaciones, reparaciones y sustituciones necesarias en los sistemas existentes para garantizar el funcionamiento del mismo.

Los puntos de medición fiscal deberán cumplir con requerimientos indispensables para garantizar la calidad de las mediciones.

### 5.3.2 Sistemas de Medición Fiscal

Los sistemas de medición que se utilicen para la medición fiscal y transferencia de custodia se seleccionarán por su exactitud, repetibilidad y estabilidad y tendrán sus modelos aprobados por la ONN, excepto los tanques de almacenamiento.

Los sistemas de medición deberán cumplir con la condición nominal de funcionamiento acorde con las características del proceso y permitirán obtener los niveles de errores máximos permitidos establecidos en la presente norma.

Un sistema de medición fiscal deberá contar al menos con los siguientes elementos:

1. Un elemento primario.
2. Una parte instrumental.
3. Un sistema de cálculo confiable y con facilidades de generar informes que puedan ser auditados y definido como historial del equipo.

#### **5.4 Características de los Puntos de Transferencia de Custodia o Propiedad y Sistemas de Medición Fiscal**

Los puntos de transferencia de custodia o propiedad se definirán de forma que cumplan con el error máximo permitido de las mediciones fiscales.

##### **5.4.1 Verificación del Sistema de Medición**

Los equipos de medición que forman parte de los sistemas de medición para la transferencia de custodia o propiedad del petróleo y sus derivados son objeto del Control Metrológico Estatal por las autoridades del SENAMET. Se prohíbe el uso de los sistemas de medición mencionados que se encuentren fuera de los plazos de verificación establecidos o declarados no aptos para el uso.

La verificación del sistema de medición se realizará por la ONN según los métodos y plazos establecidos. En caso de no existir capacidades en el país para ejecutar dichas verificaciones, la trazabilidad de estos sistemas se obtendrá a través de laboratorios de calibración reconocidos por el SENAMET.

Con independencia de lo anterior los propietarios de los sistemas de medición comprobarán el funcionamiento de éstos mediante controles sistemáticos y calibraciones periódicas mediante los procedimientos internos que se establezcan.

La verificación a los sistemas de medición se realizará:

- a) Antes de su puesta en servicio.
- b) En forma periódica de acuerdo a lo establecido de acuerdo al DG-01.
- 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 exista sospecha o evidencia de una medición o cálculo no apropiados.

Los patrones e instalaciones de medición utilizados en la calibración y en las comprobaciones intermedias de instrumentos del sistema de medición fiscal y/o transferencia de custodia, deberán ser calibrados, como mínimo, anualmente por laboratorios competentes y proveedores de trazabilidad metrológica reconocidos por el SENAMET.

Los equipos de medición utilizados en la calibración y en las comprobaciones intermedias podrán ser utilizados dentro de los doce (12) meses comprendidos a partir de la fecha de su calibración. Dichos equipos se considerarán fuera de calibración después de esa fecha y se declararán fuera de servicio y no podrán ser utilizados para calibración después de la fecha de vencimiento del certificado de los mismos.

### 5.4.2 Incertidumbre de los Sistemas de Medición Fiscal

Cuando sea requerido evaluar las incertidumbres de las mediciones, las mismas se estimarán de acuerdo a la Guía ISO para la Estimación de la Incertidumbre en las Mediciones.

En el Anexo C se proporciona una guía para las fuentes de incertidumbre tanto para las mediciones en tanques de almacenamiento como para las mediciones en línea.

### 5.5 Horario de control de inventarios

Para el control de inventarios a los efectos del balance energético nacional diario, los cierres de movimientos e inventarios de derivados del petróleo deberán hacerse entre las 22:00 y las 00:00 horas. Ello no limita que las entidades en su control interno realicen mediciones para el control de inventarios en otros horarios.

En el caso de petróleo crudo, el horario de cierre diario es a las 00:00 horas.

## 6 Integridad de los sistemas y equipos de medición y procesamiento

Los sistemas de medición y los equipos que conforman los sistemas de medición fiscal, así como la automática asociada a los mismos deberán tener características constructivas y operacionales que garanticen:

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

### 6.1 Requerimientos para la determinación del volumen y la masa

- a) Las conexiones de los metros contadores o tanques en un sistema de medición deberán ser realizadas de forma tal que no sea posible el desvío de flujo por una ruta que no pase a través de los Sistemas de Medición.
- b) En el caso de medición en línea, no se deberá instalar desvío a los Sistemas de Medición. El dimensionamiento del sistema de medición debe ser realizado de tal manera que permita sacar fuera de servicio y/o realizar mantenimiento a un metro contador o a un tanque, manteniendo en servicio el resto de los metros contadores o tanques, sin necesidad de desviar ninguna cantidad de fluido.
- c) En el caso de medición de volumen en tanque no se permite operaciones de llenado y vaciado del tanque simultáneamente.

### 6.2 Disponibilidad operacional

- a) Se debe mantener la continuidad operacional del sistema de medición, aun en situaciones de mantenimiento de un medidor o tanque de medición. A tal fin, los medidores o tanques se deben dimensionar de forma que el sistema pueda manejar la totalidad del flujo o volumen aun con un medidor o tanque fuera de servicio.
- b) El sistema de medición debe contar con el respaldo de energía eléctrica para mantener los equipos de procesamiento y cálculo funcionando, aun cuando se interrumpa el bombeo de fluido a través del sistema por el paro de las bombas. En el caso de medición en línea, el respaldo de energía eléctrica garantiza poder medir el flujo que aún continúa pasando debido a

la inercia mecánica. El respaldo de energía también garantiza la preservación de la información del total acumulado y otras variables.

- c) Como medida de prevención se deberán establecer procedimientos de contingencia, en caso de fallas en algún equipo o del sistema completo de medición.
- d) La disponibilidad del sistema se podrá incrementar con el uso de equipos con capacidad de auto diagnóstico, tanto en el arranque como durante la operación normal de los equipos.
- e) Todos los equipos del sistema deberán poseer protección contra alta tensión eléctrica y descarga atmosférica.
- f) En caso de fallas de alimentación eléctrica, el sistema deberá ser capaz de efectuar un paro ordenado y reiniciar automáticamente al restablecerse la energía eléctrica.
- g) El sistema deberá tener un medio confiable para el manejo de la fecha y la hora del funcionamiento.
- h) El sistema deberá tener un medio para almacenar el total acumulado en cada metro contador o tanque, así como el total del sistema. Estos valores acumulados no podrán reposicionarse a valor cero. En caso necesario se empleará un procedimiento de seguridad diseñado para tal propósito.
- i) Los programas y aplicaciones deberán tener rutinas de manejo de error para evitar la paralización de las tareas y cálculos debido al procesamiento de datos inválidos o fuera de límite.

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

- a) El volumen se obtendrá como resultado de una serie de cálculos con datos obtenidos de los sensores, medidores, factores y constantes de cálculos.
- b) 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. Para evitar cambios no autorizados de dichos valores, se deberán restringir el acceso de personal para la realización de ajustes y modificaciones en los equipos del sistema.
- c) Si el sistema de medición se conecta a una red, se deberá garantizar el acceso al sistema de medición. La red de comunicación deberá usar protocolo donde la protección y la seguridad sean parte del mismo.
- d) Cualquier modificación o alteración de la base de datos, algoritmos de cálculos, ajuste de factores de cálculos, entre otros, se deberá realizar siguiendo el procedimiento previamente establecido.
- e) El acceso a los algoritmos y parámetros de cálculos deberá estar restringido y protegido mediante códigos de acceso, al igual que el modo de selección de operación automático/manual del sistema.
- f) La carga de constantes y rangos a la computadora de flujo se deberá realizar en la inicialización de ésta o el reinicio, bajo el comando del personal autorizado, previa introducción de un código de acceso.
- g) Cualquier acción de cambio de parámetro en el sistema debe ser reseñado en el registro correspondiente que deberá contener como información mínima el valor anterior, el valor nuevo, la fecha, hora y nombre y apellido del operador que realiza el cambio.

## Anexo A (normativo)

### Corrección de los volúmenes a la temperatura de referencia y métodos de medición de la temperatura

#### A.1 Corrección de los volúmenes a la temperatura de referencia

Para la medición y corrección de volumen se procede del siguiente modo:

- Se mide la temperatura en el tanque de almacenamiento por uno de los métodos establecidos en el punto A.2.
- Se determina la densidad del producto a 15 °C según las normas NC- ASTM D 1298:2009, NC- ASTM D 4052:2012 (productos claros) y ASTM D 5002:2009 (petróleo crudo).
- Se mide el nivel del producto o la altura del vacío en el tanque, según la norma API MPMS Chapter 3.1 A y se determina el volumen a la temperatura observada mediante la tabla de aforo del tanque. Para los buques cisternas además se realizan las correcciones de volumen por la diferencia de calado.
- Con los valores de densidad a 15°C del producto y temperatura medida en el tanque se determina el factor de corrección a 15°C, utilizando las Tablas de Mediciones del Petróleo ASTM D1250-80, equivalentes a las API MPMS Chapter 11.1-1980 e IP 200/80(90):

Tabla 54 A: Petróleos crudo generalizados, corrección de volumen a 15 °C con densidad a 15 °C.

Tabla 54 B: Productos generalizados, corrección de volumen a 15 °C con densidad a 15 °C.

Tabla 53 A: Petróleos crudo generalizados, corrección de la densidad observada a 15 °C.

Tabla 53 B: Productos generalizados, corrección de la densidad observada a 15 °C.

Además, se permite el uso de otras tablas basadas en la gravedad API a 60 °F o en la gravedad relativa 60/60 °F establecidas en el ASTM D 1250:1980.

#### A.2 Métodos de medición de la temperatura

Existen tres métodos para determinar la temperatura del líquido estático de un producto en un tanque.

- a. Método automático, usando sensores de temperatura electrónica.
- b. Método manual, usando termómetros electrónicos portátiles.
- c. Método manual usando termómetros de vidrio de tallo de mercurio.

Los termómetros electrónicos portátiles pueden ser utilizados en tanques de almacenamiento de combustibles con presión de vapor Reid (RVP) de 101 kPa, y en tanques de buques cisternas inertizados con presiones menores a 21 kPa (3 psi). Éstos tienen la ventaja de que el tiempo de inmersión requerido es mucho menor que el de los termómetros de mercurio y como desventaja que son mucho más costosos y delicados por lo que requieren de un cuidado adecuado.

Para tanques con temperaturas bajas la medición de la temperatura se realizará con un termopar. Los métodos para la medición de temperatura se describen en la norma API Chapter 7- *Temperature Determination*.

## Anexo B (normativo)

### Corrección de los volúmenes a la temperatura de referencia y método de medición de la temperatura para las entidades de la economía nacional que no cuentan con laboratorios de ensayo para la determinación experimental de la densidad

#### B.1 Corrección de los volúmenes a la temperatura de referencia

- Se mide la temperatura en el tanque de almacenamiento por los métodos b o c establecidos en el punto A.2.
- Se determina la densidad promedio del producto a 15 °C según B.2.
- Se mide el nivel del producto o la altura del vacío en el tanque, según la norma API MPMS, Chapter 3.1A y se determina el volumen a la temperatura observada mediante la tabla de aforo del tanque.
- Con los valores de densidad a 15 °C del producto y temperatura medida en el tanque se determina el factor de corrección a 15 °C, utilizando las Tablas de Mediciones del Petróleo ASTM D 1250-80, equivalentes a las API MPMS Chapter 11.1-1980 e IP 200/80(90):

#### B.2 Determinación de la densidad promedio

Consiste en la estimación por cálculo de la densidad a 15°C del combustible almacenado en el tanque de la entidad receptora, a partir de los valores de densidad a 15°C de los tanques (lotes) del suministrador desde los cuales se realizaron las entregas; determinados experimentalmente por las entidades de la Unión Cuba-Petróleo y que debe formar parte de la información comercial proporcionada a los clientes.

Puesto que se trata de una propiedad aditiva, la densidad a 15 °C del combustible almacenado en un tanque se puede calcular como el promedio ponderado de las densidades de los lotes componentes mediante la fórmula siguiente:

$$\rho_m = \frac{V_1\rho_1 + V_2\rho_2}{V_1 + V_2}$$

Donde:

$\rho_m$ : densidad a 15°C promedio, con una cifra decimal (kg/m<sup>3</sup>).

$\rho_1$ : densidad a 15°C del producto remanente en el tanque de almacenamiento, con una cifra decimal (kg/m<sup>3</sup>).

$\rho_2$ : densidad a 15°C del lote de producto recepcionado en el tanque de almacenamiento, con una cifra decimal (kg/m<sup>3</sup>).

$V_1$ : volumen del producto remanente en el tanque de almacenamiento, con una cifra decimal (m<sup>3</sup>).

$V_2$ : volumen del producto remanente en el tanque de almacenamiento, con una cifra decimal (m<sup>3</sup>).

## **Anexo C** (informativo)

### **Fuentes de incertidumbre en la medición de volumen de petróleo y sus derivados**

#### **C.1 Mediciones en tanques de almacenamiento**

Para el caso de mediciones en tanques de almacenamiento, se deberán tomar en cuenta las siguientes fuentes:

- a) Incertidumbre establecida en las Tablas de aforo de los tanques de almacenamiento, emitidas por un laboratorio del SENAMET.
- b) Para cada una de las variables primarias (niveles de líquido y de agua libre, temperatura, densidad, porcentaje de agua en suspensión, sedimentos) deberán ser estimadas sus respectivas incertidumbres.
- c) Incertidumbre en la expansión térmica de la estructura del tanque.
- d) Incertidumbre de las tablas o ecuaciones utilizadas.
- e) Incertidumbre en la expansión térmica del fluido.
- f) Número de mediciones repetidas del volumen neto.

#### **C.2 Mediciones en línea**

Para las mediciones en línea se deberán tomar en cuenta las siguientes fuentes:

- a) Incertidumbre debido a variaciones en el régimen de flujo.
- b) Incertidumbre del medidor de caudal a las condiciones de operación.
- c) Incertidumbre en las mediciones de temperatura, densidad y corte de agua.
- d) Incertidumbre en el método de cálculo e integración del caudal.
- e) Incertidumbre en las tablas o ecuaciones API utilizadas para el cálculo de los factores volumétricos.
- f) Incertidumbre asociada a la instalación, tales como características de las tuberías y conexiones a proceso.
- g) Incertidumbre debida al muestreo de las mediciones en línea.
- h) Incertidumbre por interferencia en la transmisión de los resultados de las mediciones.
- i) Tablas utilizadas para la determinación de la gravedad específica.

En ambos casos, la incertidumbre del volumen neto se determinará considerando las incertidumbres de las fuentes anteriormente mencionadas, y otras que puedan estar presentes como situaciones particulares.



## Bibliografía

- [1] Cuba, Decreto Ley 183:1998 De la Metrología.
- [2] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Chapter 2, section 2A, Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks by the Manual Tank Strapping Method. First Edition, February 1995, reaffirmed 2007.*
- [3] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Chapter 5, section 2, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters. Third Edition, September 2005.*
- [4] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Chapter 5, section 3, Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters. Fifth Edition September 2005.*
- [5] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 5, section 5, Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems. Second Edition, August 2005.*
- [6] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 12, section 2.1, Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors. Third Edition, June 2003.*
- [7] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 1, Vocabulary. Second Edition, July 1994.*
- [8] Cuba, DG 06:2011, Uso de los sellos y certificados de verificación, verificación y reporte de mediciones.
- [9] Cuba, NC-1 2005, Reglas para la estructura, redacción y edición de las normas cubanas y otros documentos normativos relacionados.
- [10] Cuba, NC-ISO 7507-1:2010, Petróleo y derivados líquidos. Aforo de tanques cilíndricos verticales. Parte 1. Método de encintado.
- [11] Cuba, NC OIML R 120: 2005, Medidas de capacidad patrones para la comprobación de sistemas de medición con líquidos diferentes del agua (OIML R-120:1996, IDT).
- [12] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 4—Proving. Systems Section 8—Operation of Proving Systems. First edition, November 1995.*
- [13] *API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 4—Proving Systems. Section 5 Master- Meter Provers. Second edition, May 2000, reaffirmed August 2005.*
- [14] Normas Técnicas para la fiscalización de hidrocarburos líquidos del Ministerio de Energía y Minas , República Bolivariana de Venezuela: 2001.
- [15] Reglamento Técnico de Mediciones de Petróleo y Gas de la Agencia Nacional del Petróleo e Instituto Nacional de Metrología , Calidad y Tecnología , República Federativa de Brasil: 2000.