

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ANEXO 30 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2020, publicada el 28 de diciembre de 2019.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- HACIENDA.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.- Servicio de Administración Tributaria.

Anexo 30 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2020

“Especificaciones técnicas de funcionalidad y seguridad de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos de hidrocarburos y petrolíferos”

30.1. Equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos de Hidrocarburos y Petrolíferos.

De conformidad con el artículo 28, fracción I, apartado B, primero, segundo, tercero, cuarto y sexto párrafos del CFF y el Capítulo 2.6. “De los controles volumétricos, de los certificados y de los dictámenes de laboratorio aplicables a hidrocarburos y petrolíferos” de la RMF, las especificaciones técnicas de funcionalidad y seguridad de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos de Hidrocarburos o Petrolíferos, son las establecidas en el presente Anexo.

Los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos de Hidrocarburos o Petrolíferos deben cumplir las siguientes funcionalidades:

- I. Permitir la generación de los registros de volumen a través de sistemas de medición, de conformidad con el apartado 30.5. de este Anexo;
- II. Permitir la recopilación y almacenamiento de la siguiente información, a través de un programa informático, de conformidad con el apartado 30.6. de este Anexo:
 - a) Los registros del volumen a que se refiere la fracción anterior;
 - b) La información contenida en los dictámenes que determinen el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero a que se refiere el Anexo 32;
 - c) La información de los CFDI asociados a la adquisición y enajenación de dichos bienes o, en su caso, a los servicios que tuvieron por objeto tales bienes.
- III. Permitir que la información a que se refiere la fracción anterior sea procesada a fin generar reportes de información diarios y mensuales, de conformidad con el apartado 30.6. de este Anexo.

Los reportes mensuales a que se refiere la fracción III del presente apartado, deberán ser enviados por los contribuyentes indicados en la regla 2.6.1.2. al SAT, en la periodicidad establecida en la regla 2.8.1.7., fracción III.

30.2. Definiciones, siglas y acrónimos.

30.2.1. Definiciones.

Calibración. Operación que establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas, obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.

Confirmación metrológica. Conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición está conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto.

Elemento primario. Elemento de medición en contacto con el medio físico, por medio del cual se obtiene una señal proporcional a la magnitud que se desea medir.

Elementos secundarios. Instrumentos para medir las variables de influencia, con fines de compensación y ajuste.

Elemento terciario. Equipo que recopila la información del Elemento primario y de los Elementos secundarios, así como la información del tipo de Hidrocarburo o Petrolífero de los dispositivos en línea o de pruebas o ensayos a muestras del producto medido; realiza el cálculo del volumen y la compensación y ajuste a condiciones de referencia, y envía la información del volumen medido para su registro y almacenamiento en la UCC.

Especificaciones metrológicas. Valores límite de una o más características de un instrumento o de un sistema de medición que pueden influir en los resultados de la medición.

Hidrocarburos. Los bienes a que se refiere la regla 2.6.1.1., fracción I.

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

Medición dinámica. Proceso que consiste en medir la cantidad de fluido mientras éste se encuentra en movimiento a través de un ducto o tubería.

Medición estática. Proceso que consiste en cuantificar la cantidad de fluido que se encuentra en reposo en un medio de almacenamiento, el volumen se determina tomando en consideración la Calibración del medio de almacenamiento.

Petrolíferos. Los bienes a que se refiere la regla 2.6.1.1., fracción II.

Unidad Central de Control. Solución local o remota que permita integrar todos los componentes requeridos, en cantidad, velocidad de acceso y tamaño, para permitir las funcionalidades del programa informático para llevar controles volumétricos y la comunicación con los sistemas de medición asociados e impresoras para imprimir consultas e informes; siendo éstos, de manera enunciativa más no limitativa: unidad central de procesamiento, memoria principal, monitor, teclado, lectores de código, dispositivos de almacenamiento de estado sólido, magnético u óptico, e interfaces de comunicación.

30.2.2. Siglas y acrónimos.

AGA.	Asociación Americana del Gas (por sus siglas en inglés <i>American Gas Association</i>).
API.	Instituto Americano del Petróleo (por sus siglas en inglés <i>American Petroleum Institute</i>).
ARM.	Acuerdo de reconocimiento mutuo.
ASTM.	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (por sus siglas en inglés <i>American Society for Testing and Materials</i>).
CNH.	Comisión Nacional de Hidrocarburos.
CRE.	Comisión Reguladora de Energía.
EMA.	Entidad Mexicana de Acreditación.
ISO.	Organización Internacional de Estándares (por sus siglas en inglés <i>International Organization for Standardization</i>).
LFMN.	Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
MPMS.	Manual de Estándares de Medición del Petróleo (por sus siglas en inglés <i>Manual of Petroleum Measurement Standards</i>).
NMX.	Norma Mexicana.
NOM.	Norma Oficial Mexicana.
OIML.	Organización Internacional de Metrología Legal.
SGM.	Sistema de Gestión de las Mediciones.
UCC.	Unidad Central de Control.

30.3. Ámbito de aplicación.

Lo dispuesto en el presente Anexo es aplicable:

- I. A los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., respecto a las especificaciones técnicas de funcionalidad y seguridad de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos que adquieran.
- II. A los proveedores autorizados a que se refiere la regla 2.6.2.1., fracción I, respecto a las especificaciones técnicas de funcionalidad y seguridad de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos que enajenen e instalen.
- III. A los proveedores autorizados a que se refiere la regla 2.6.2.1., fracción II, respecto a las especificaciones técnicas de funcionalidad y seguridad de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos que sean objeto de sus servicios de verificación.

30.4. Fuentes de la información.

La información a que se refiere el apartado 30.1. del presente Anexo debe obtenerse de conformidad con lo siguiente:

30.4.1. Información sobre los registros del volumen de los Hidrocarburos y Petrolíferos.

- I. La información del volumen de las operaciones de recepción, entrega y control de existencias de Hidrocarburos y Petrolíferos, debe obtenerse de los sistemas de medición indicados en el apartado 30.5. de este Anexo y cumplir las siguientes características:
 - a) El volumen de cada tipo de Hidrocarburo o Petrolífero de las operaciones de recepción, entrega y control de existencias, se debe cuantificar por medio de sistemas de medición que cumplan con los requisitos metrológicos para el uso requerido.
 - b) Los registros del volumen se deben enviar para su recopilación y almacenamiento a la UCC de forma encriptada y a través de medios de transmisión que garanticen la correcta recepción e integridad de dicha información.
 - c) La información del volumen de Hidrocarburos o Petrolíferos que pasan a través de un ducto de transporte o distribución, o de una manguera para el caso de las estaciones de servicio, se debe obtener por medio de un sistema de medición dinámico y en el caso de la manguera del dispensario de las estaciones de servicio, del totalizador.
 - d) La información del volumen de Hidrocarburos o Petrolíferos, en un medio de almacenamiento, que puede ser un tanque o una caverna salina o, en un medio de transporte o distribución, se debe obtener a través de:
 1. Un sistema de medición estática que cuantifique el volumen; o,
 2. Sistemas de medición dinámica para medir las cargas y descargas al medio de almacenamiento y, por diferencias, calcular el volumen, tomando en consideración las existencias.
 - e) En los medios de transporte y distribución distintos a ducto, cuando el volumen del medio de almacenamiento se calcule como se indica en el inciso d), numeral 2 de esta fracción, se podrá utilizar un solo sistema de medición acoplado a un juego de válvulas que permita medir tanto las cargas como las descargas.

Los comercializadores que enajenen gas natural o Petrolíferos a que se refiere la regla 2.6.1.1., en los términos del artículo 19, fracción I del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, deberán obtener la información del volumen a que se refiere esta fracción, de los registros que les proporcionen los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones III, IV, V y VII que les presten servicios.

- II. Toda la información del volumen de los Hidrocarburos o Petrolíferos debe registrarse y almacenarse en la UCC.

30.4.2. Información sobre el tipo de los Hidrocarburos y Petrolíferos.

- I. La información del tipo de los Hidrocarburos o Petrolíferos correspondiente a cada operación de recepción, entrega o control de existencias, debe obtenerse de:
 - a) Dictámenes que emitan proveedores autorizados por el SAT, en la periodicidad a que se refiere el apartado 32.3. del Anexo 32, e.
 - b) Instrumentos instalados en línea para cromatografía o densidad, verificados por proveedores autorizados por el SAT.
- II. La información del tipo de los Hidrocarburos o Petrolíferos que debe registrarse y almacenarse en la UCC es la establecida en el apartado 32.4. del Anexo 32.
- III. El contribuyente es responsable de que la captura de la información del tipo de los Hidrocarburos o Petrolíferos se realice correctamente.

Los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones III, IV y V, deberán obtener la información del tipo de los Hidrocarburos o Petrolíferos, de los dictámenes que les proporcionen los contribuyentes a los que les presten servicios a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones I, II, VI, VII y VIII, que estos últimos obtengan conforme al Anexo 32.

30.4.3. Información fiscal de los Hidrocarburos y Petrolíferos.

- I. Se consideran CFDI asociados a la adquisición y enajenación de Hidrocarburos o Petrolíferos o, en su caso, a los servicios que tuvieron por objeto tales bienes, a los siguientes:
 - a) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción I, los CFDI que amparen la enajenación de los Hidrocarburos.
 - b) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción II, los CFDI que amparen la adquisición de los Hidrocarburos y la enajenación de los Hidrocarburos o Petrolíferos.
 - c) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones III, IV, V y VII los CFDI que amparen la prestación del servicio correspondiente.
 - d) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción VI, los CFDI que amparen la adquisición de gas natural o Petrolíferos.
 - e) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones VII y VIII, que enajenen gas natural o Petrolíferos en los términos del artículo 4, fracción XIII de la Ley de Hidrocarburos, los CFDI que amparen la adquisición de gas natural o Petrolíferos, así como los que amparen la enajenación de los mismos.
 - f) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción VIII, que enajenen gas natural o Petrolíferos en los términos del artículo 19, fracción I del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, los CFDI que amparen la adquisición de gas natural o Petrolíferos, los que amparen la enajenación de los mismos; así como, en su caso, los CFDI de los servicios que les presten los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones III, IV, V y VII.
- II. La información fiscal contenida en tales CFDI que debe registrarse y almacenarse en la UCC, es la establecida en el apartado 30.6.1.2.4. de este Anexo.
- III. Se consideran pedimentos asociados a la adquisición de Hidrocarburos o Petrolíferos a los siguientes:
 - a) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción II, los pedimentos de importación que amparen la adquisición de los Hidrocarburos.
 - b) Tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones VI, VII y VIII, el pedimento que ampare la adquisición de gas natural y Petrolíferos.

30.5. Equipos para llevar controles volumétricos (sistemas de medición).

Los contribuyentes referidos en la regla 2.6.1.2., excepto los comercializadores que enajenen gas natural o Petrolíferos en los términos del artículo 19, fracción I del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, estarán a lo siguiente:

- I. Deben tener sistemas de medición para generar la información de los volúmenes de las operaciones y de las existencias de los Hidrocarburos o Petrolíferos, que cumplan con lo establecido en el apartado 30.5.1. de este Anexo.
- II. La cantidad de sistemas de medición requeridos para la cuantificación del volumen, dependerá de las instalaciones o proceso de que se trate.
- III. Los sistemas de medición deben instalarse en los siguientes puntos:
 - a) Cabezal de pozo o de recolección:

En el cabezal de pozo o el cabezal de producción, el petróleo extraído de los yacimientos es una mezcla de petróleo, gas natural, agua y otros componentes, por lo que la medición de flujo debe realizarse por medio de un medidor multifásico o un separador de medición.

El medidor multifásico o el separador de medición debe estar instalado corriente abajo del pozo o del cabezal de recolección, para cuantificar los volúmenes de petróleo y gas natural.

Se debe seleccionar el medidor multifásico o el separador de medición conforme a los requisitos metrológicos: características de los fluidos, intervalos de medición y condiciones técnicas u operativas del proceso.

El medidor multifásico debe cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I, V y VI.

Los medidores del separador de medición deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para la salida de petróleo o, IV para la salida de gas natural.

Del sistema de medición que se debe implementar en el cabezal de pozo o de recolección, se obtendrán los registros del volumen de producción (recepción), los cuales pueden corresponder a uno o varios pozos.

Se deben realizar registros de la producción diaria y la producción acumulada mensual.

b) Estaciones de proceso:

En las estaciones de proceso de petróleo o gas natural y sus condensados, el sistema de medición se debe implementar en la etapa de almacenamiento para integrar los registros de las operaciones de producción (recepción), entrega y de control de existencias de los Hidrocarburos o Petrolíferos de que se trate.

Se deben instalar medidores dinámicos en los ductos de entrada y salida al (a los) medio(s) de almacenamiento y medidor(es) estático(s) en el (los) medio(s) de almacenamiento.

Se deben seleccionar los medidores conforme a los requisitos metrológicos: características de los fluidos, intervalos de medición y condiciones técnicas u operativas del proceso.

Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural.

c) Producción de Petrolíferos:

En las refinerías el sistema de medición se debe implementar en la etapa de almacenamiento para generar los registros de las operaciones de producción (recepción), entrega y control de existencias de Hidrocarburos o Petrolíferos de que se trate.

Se deben instalar medidores dinámicos en los ductos de entrada y salida al (a los) medio(s) de almacenamiento y medidor(es) estático(s) en el (los) medio(s) de almacenamiento.

Se deben seleccionar los medidores conforme a los requisitos metrológicos: características de los fluidos, intervalos de medición y condiciones técnicas u operativas del proceso.

Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural.

d) Terminales de almacenamiento y áreas de almacenamiento para usos propios:

En las terminales de almacenamiento, así como en las áreas de almacenamiento para usos propios, el sistema de medición se debe implementar para generar los registros del volumen de las operaciones de recepción, entrega y control de existencias de los Hidrocarburos o Petrolíferos de que se trate.

Las operaciones de recepción que se realicen en las terminales de almacenamiento o en las áreas de almacenamiento para usos propios, deben corresponder a los volúmenes recibidos por algún medio de transporte o distribución.

Las operaciones de entrega que se realicen en las terminales de almacenamiento deben corresponder a los volúmenes transferidos a través de algún medio de transporte o distribución.

Se deben instalar medidores dinámicos en los ductos de entrada y salida al (a los) medio(s) de almacenamiento y medidor(es) estático(s) en el (los) medio(s) de almacenamiento.

Se deben seleccionar los medidores conforme a los requisitos metrológicos: características de los fluidos, intervalos de medición y condiciones operativas del proceso.

Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural.

e) Transporte o distribución.

Los Hidrocarburos o Petrolíferos transportados o distribuidos por medios distintos a ductos deben ser medidos tanto en la instalación que los transfiere como en la que los recibe.

Los Hidrocarburos o Petrolíferos transportados o distribuidos por medio de ductos deben ser medidos en la instalación que los transfiere o en la que los recibe.

Los registros del volumen de las operaciones de entrega y recepción, derivadas del transporte o distribución de tales productos, se deben generar en las instalaciones que transfieren y reciben dichos Hidrocarburos o Petrolíferos tratándose de medios distintos a ductos.

Los registros del volumen de las operaciones de entrega o recepción, derivadas del transporte o distribución por medio de ductos, se deben generar en las instalaciones que transfieren o en las instalaciones que reciben dichos Hidrocarburos o Petrolíferos, en cualquier caso, el permisionario de la instalación en la que se realizó la medición deberá proporcionar el registro del volumen al sujeto al cual le transfirió o de quien recibió dichos Hidrocarburos o Petrolíferos.

Los ductos para transporte o distribución, ductos de entrada y salida a medios de almacenamiento, incluyendo aquéllos en las plantas de distribución, y ductos de carga y descarga de autotanques, carrotanques y buquetanques, deben tener implementado un sistema de medición dinámica que debe cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural.

Los medios de transporte o distribución distintos a ducto deben tener implementado un sistema de medición estática, en cumplimiento con la normatividad listada en el apartado 30.7., fracciones I, II y VI para cuantificar el volumen almacenado en su respectivo tanque, el cual se debe utilizar para verificar el volumen a la carga y descarga de los Hidrocarburos o Petrolíferos.

f) Estaciones de servicio.

En las estaciones de servicio el sistema de medición se debe implementar para generar los registros del volumen de las operaciones de recepción, entrega y control de existencias del Hidrocarburo o Petrolífero que se trate.

Las operaciones de recepción que se realicen en las estaciones de servicio deben corresponder a los volúmenes recibidos.

Se deben instalar medidor(es) estático(s) en el (los) tanque(s) de almacenamiento y dinámico(s) en las entradas de dichos tanques, así como en los dispensadores.

Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y III, incisos a), b) y c), que les corresponda.

Los totalizadores generales deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracción III, inciso b), que les corresponda.

30.5.1. Requerimientos de los sistemas de medición.

Los sistemas de medición deben cumplir con los siguientes requerimientos:

I. Requerimientos generales:**a) Cumplir con la regulación que les corresponda:**

1. Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, emitidos por la CNH, publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015, modificados mediante acuerdos publicados el 2 de agosto de 2016, 11 de noviembre de 2016 y 11 de diciembre de 2017.
2. Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, emitidas por la CRE y publicadas en el DOF el 17 de diciembre de 2015.
3. Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, emitidas por la CRE y publicadas en el DOF el 11 de enero de 2016.
4. Normatividad referida en el apartado 30.7. del presente Anexo, así como con guías, instructivos, métodos de trabajo o manuales del fabricante para la correcta medición del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate.

- b)** Tener implementado un SGM, en cumplimiento de la NMX-CC-10012-IMNC “Sistemas de Gestión de las Mediciones - Requisitos para los Procesos de Medición y los equipos de Medición”, cuya declaratoria de vigencia por parte de la Secretaría de Economía fue publicada en el DOF el 27 de julio de 2004, o aquélla que la sustituya, para lograr la Confirmación metrológica y el control continuo de los procesos de medición, con la finalidad de que los resultados obtenidos sean conformes a las Especificaciones metrológicas. El SGM debe interrelacionar los siguientes aspectos:
1. Normatividad y procedimientos.
 2. Sistemas de medición.
 3. Responsabilidad y competencia del personal que opera los sistemas de medición.
- c)** Contar con una interfaz o módulo de comunicación para la transferencia de la información a la UCC, con las siguientes características:
1. Disponer de un protocolo de comunicación para enlazar los equipos con la UCC.
 2. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radicación y/o electromagnéticas.
 3. Ser estable y tolerante a fallas eléctricas y de comunicación.
 4. Las conexiones de la interfaz o módulo de comunicación entre un sistema de medición y la UCC deben incluir un mecanismo de seguridad, con la finalidad de que quede evidencia en caso de alguna alteración, desconexión o interrupción en la transferencia de la información, las cuales se deben registrar en la bitácora de eventos a que se refiere el apartado 30.6. del presente Anexo.
 5. No debe existir ningún elemento mecánico o electrónico adicional que permita alterar la información.
- d)** Realizar la cuantificación y/o totalización de la masa o volumen del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, a condiciones de referencia:
1. Para Hidrocarburos:
 - i. Temperatura 15.56 °C (60 °F).
 - ii. Presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera).
 2. Para Petrolíferos:
 - i. Temperatura 20 °C (293.15 K).
 - ii. Presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera).
- e)** Estar integrados por los siguientes elementos:
1. Elemento primario. Dispositivo que cuantifica el volumen del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, en reposo en un medio de almacenamiento en el caso de la Medición estática, o el volumen/masa del producto que fluye por un ducto, en el caso de la Medición dinámica, mismo que debe cumplir con las siguientes características:
 - i. Selección de acuerdo al tipo de Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, las condiciones del proceso, los intervalos de operación y la exactitud requerida, para satisfacer los requisitos metrológicos.
 - ii. Instalación y operación conforme a lo dispuesto en el apartado 30.5.1., fracción I, inciso a) del presente Anexo, en función de la variable a medir y la tecnología a emplear.
 - iii. Calibración válida, realizada por un laboratorio acreditado por la EMA o por una entidad que cuente con un ARM con la EMA, de conformidad con lo establecido en la LFMN.
 - iv. Placa de identificación del elemento.

2. Elementos secundarios. Deben cumplir con las siguientes características:
 - i. Selección de acuerdo al tipo de Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, las condiciones del proceso, los intervalos de operación y la exactitud requerida, para satisfacer los requisitos metrológicos.
 - ii. Instalación y operación conforme a lo dispuesto en el apartado 30.5.1., fracción I, inciso a) del presente Anexo, en función de la variable a medir y la tecnología a emplear.
 - iii. Calibración válida, realizada por un laboratorio acreditado por la EMA o por una entidad que cuente con un ARM con la EMA, de conformidad con lo establecido en la LFMN.
 - iv. Placas de identificación de los elementos.
 3. Elemento terciario. Debe cumplir con las siguientes características:
 - i. Instalación, configuración y operación conforme a las especificaciones del fabricante y en cumplimiento a la normatividad listada en el apartado 30.7., fracción III, inciso e) del presente Anexo y la regulación de la CNH o la CRE que le corresponda.
 - ii. Configuración para la transferencia de información, comandos y estado del sistema de medición a la UCC y al programa informático para llevar controles volumétricos.
 - iii. Operación continua y sin perturbaciones durante el proceso de medición.
 - iv. Funciones de seguridad para garantizar la integridad de la información y algoritmos de cálculo.
 - v. Actualización de las variables de influencia, que se determinen mediante muestreo y análisis, en el algoritmo de cálculo del volumen del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate.
- II. Requerimientos específicos tratándose de sistemas de medición estática:**
- Los sistemas de medición estática se utilizan para conocer el volumen contenido en tanques de almacenamiento en instalaciones de proceso y estaciones de servicio, en tanques o cavernas salinas en terminales de almacenamiento o en autotanques, carrotanques o buquetanques en las operaciones de transporte o distribución.
- Además de lo establecido en la fracción I anterior, los sistemas de medición estática deben cumplir con los siguientes requerimientos:
- a) El medio de almacenamiento debe tener Calibración válida (cartas), realizada por un laboratorio acreditado por la EMA o por una entidad que cuente con un ARM con la EMA, de conformidad con lo establecido en la LFMN.
 - b) El Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate debe estar en condiciones de reposo total.
 - c) El Elemento primario debe cumplir con las siguientes características:
 1. Selección de acuerdo con el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, las condiciones de operación y la exactitud requerida. Las tecnologías que se deben utilizar son:
 - i. Medición por reflexión de ondas (ultrasónico, radar y radiación).
 - ii. Medición eléctrica (medidor capacitivo o inductivo).
 - iii. Medición bajo principio de presión hidrostática (medidor manométrico, presión diferencial y membrana).
 2. Certificado de Calibración válido.
 3. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radiación y/o electromagnéticas.
 4. Instalación y operación en cumplimiento a las especificaciones y recomendaciones del fabricante.
 5. Cumplimiento con la normatividad listada en el apartado 30.7., fracciones I, II y VI del presente Anexo, que le correspondan.

- d) Contar con los Elementos secundarios para calcular el volumen del medio de almacenamiento a condiciones de referencia.
 - e) Contar con el Elemento terciario.
- III. Requerimientos específicos tratándose de sistemas de Medición dinámica en ductos:**
- Se deben utilizar para medir el volumen del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, que se transfiera a través de ductos de transporte o distribución, ductos de entrada/salida a medios de almacenamiento y ductos de carga/descarga a autotanques, carrotanques o buquetanques.
- Además de lo establecido en la fracción I anterior, los sistemas de medición dinámica deben cumplir con los siguientes requerimientos:
- a) El Elemento primario debe ser un medidor de flujo, con las siguientes características:
 - 1. Selección de acuerdo con el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, las condiciones de operación y la exactitud requerida. Las tecnologías que se deben utilizar son:
 - i. Medidores bajo principio de presión diferencial (placa de orificio).
 - ii. Medidores de desplazamiento positivo.
 - iii. Medidores tipo turbina.
 - iv. Medidores ultrasónicos.
 - v. Medidores de Coriolis.
 - vi. Medidores multifásicos, tratándose de medición a boca de pozo o de recolección.
 - 2. Certificado de Calibración válido.
 - 3. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radiación y/o electromagnéticas.
 - 4. Instalación y operación en cumplimiento a las especificaciones y recomendaciones del fabricante.
 - 5. Cumplimiento con la normatividad listada en el apartado 30.7., fracciones I y III, para medición de líquidos, IV para medición de gases, y VI.
 - b) Contar con los Elementos secundarios para calcular el volumen a condiciones de referencia.
 - c) Contar con el Elemento terciario.
- IV. Requerimientos específicos tratándose de sistemas de Medición dinámica en estaciones de servicio:**
- Además de lo establecido en la fracción I anterior, los sistemas de medición dinámica en las estaciones de servicio deben estar integrados a los dispensadores de las estaciones de servicio y cumplir con lo siguiente:
- a) Tratándose de estaciones de servicio en las que se despachen gasolinas o diésel, los sistemas de medición dinámica deben ser de desplazamiento positivo y contar con la verificación por parte del Centro Nacional de Metrología o cualquier otra entidad acreditada del sistema para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos sujetos a la NOM-005-SCFI-2017, Instrumentos de medición - Sistema para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos - Especificaciones, métodos de prueba y de verificación, publicada en el DOF el 10 de octubre de 2018 y a la NOM-185-SCFI-2017, Programas informáticos y sistemas electrónicos que controlan el funcionamiento de los sistemas para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos - Especificaciones, métodos de prueba y de verificación, publicada en el DOF el 6 de septiembre de 2018, o aquélla que la sustituya.
 - b) Tratándose de estaciones de servicio en las que se despache gas licuado de petróleo, los sistemas de medición dinámica podrán ser del tipo turbina o Coriolis.
 - c) La interfaz o módulo de comunicación para la transferencia de información con la UCC y el programa informático, debe tener las siguientes características:
 - 1. Protocolo de comunicación serial y/o red de cableado estructurado para enlazar los dispensarios con la UCC y el programa informático.
 - 2. Escalable, para interconectar todos los dispensarios requeridos.
 - 3. Procesamiento paralelo en todos los canales a los dispensarios.

4. Estable y tolerante a fallas o interferencias por defectos en dispensarios, cables de comunicación o red eléctrica.
5. Proteger la información de la venta de combustible ante posibles fallas en el sistema eléctrico o fallas en el dispensario.
6. Canales de comunicación aislados y blindados entre sí, garantizando la transferencia de información y una operación confiable, aún para transacciones simultáneas.
7. Permitir al programa informático obtener la información del volumen entregado por cada dispensario en general y por cada manguera en particular.
8. No debe existir ningún elemento mecánico o electrónico adicional que permita alterar la información del totalizador general que cuantifica todas las salidas de combustible por dispensario.

30.6. Programas informáticos para llevar controles volumétricos.

Los contribuyentes referidos en la regla 2.6.1.2. deben contar con programas informáticos para llevar controles volumétricos que recopilen y procesen la información de:

- I. Los registros de volumen de los sistemas de medición a que se refiere el apartado 30.5. del presente Anexo;
- II. La información contenida en los dictámenes que determinen el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero a que se refiere el Anexo 32;
- III. Los datos de los CFDI asociados a la adquisición y enajenación de dichos bienes o, en su caso, a los servicios que tuvieron por objeto tales bienes, a que se refiere el apartado 30.6.1.2.4. de este Anexo.

Adicionalmente, dichos programas informáticos deben generar los reportes de información de forma diaria y mensual indicados en este apartado.

30.6.1. Requerimientos de funcionalidad de los programas informáticos.

Los programas informáticos para llevar controles volumétricos deben cumplir con las siguientes especificaciones de funcionalidad:

30.6.1.1. Requerimientos generales.

Los requerimientos generales que deben cumplir los programas informáticos son los siguientes:

- I. Los programas informáticos y cualquier información que se recopile o procese a través de éstos y esté relacionada con los controles volumétricos, deben encontrarse respaldados en medios magnéticos, ópticos, de estado sólido o de cualquier otra tecnología segura en una UCC.
- II. El programa informático debe proporcionar un entorno visual sencillo para permitir su operación.
- III. El inicio de sesión debe tener implementado un control de acceso, que solicite usuario y contraseña, con el propósito de impedir el acceso a personas no autorizadas.
- IV. Debe permitir el registro de las personas autorizadas para acceder al programa, así como establecer el perfil asignado y, con ello, los privilegios de que dispone:
 - a) Los perfiles que podrán registrarse son: Administrador, Supervisor, Operador y Auditor Fiscal, con los siguientes atributos:
 1. Perfil de Administrador, debe tener atributos para: registro de usuarios, configuración del control volumétrico, definir desplegados gráficos de operación, visualizar información almacenada, registro de acciones o eventos en la bitácora de eventos y consulta e impresión de informes de la base de datos.
 2. Perfil de Supervisor, debe tener atributos para: configuración del control volumétrico, definir desplegados gráficos de operación, visualizar información almacenada, registro de acciones o eventos en la bitácora de eventos y consulta e impresión de informes de la base de datos.
 3. Perfil de Operador, debe tener atributos para: visualizar desplegados gráficos de operación, visualizar información almacenada y registro de acciones o eventos en la bitácora de eventos.
 4. Perfil de Auditor Fiscal, debe tener atributos para: visualizar desplegados gráficos de operación, visualizar información almacenada y consulta e impresión de informes de la base de datos.

- b) El Administrador es el único que podrá registrar usuarios y actualizar su información.
 - c) En el registro de cada usuario, el Administrador deberá registrar el nombre de usuario y una contraseña temporal, así como el perfil que se le asigne.
 - d) Cuando un usuario acceda por primera vez a un inicio de sesión, el programa informático le deberá solicitar el registro de una nueva contraseña.
 - e) Dependiendo del perfil del usuario que inicie la sesión, se deberá presentar la pantalla de usuario correspondiente.
 - f) Cada pantalla de usuario debe permitir únicamente el acceso a las funciones que tiene permiso el perfil.
 - g) Todas las acciones realizadas por los usuarios deben registrarse de forma automática en la bitácora de eventos.
- V. Debe ser capaz de establecer y configurar los enlaces de comunicación para la transferencia de información de cada sistema de medición utilizado. Dicho enlace debe permitir que el programa informático reciba y recopile la información de la medición, realizada al término de las operaciones de recepción y entrega y del control de existencias.
- VI. Debe incorporar una funcionalidad para realizar el diagnóstico del estado de los componentes de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos, con la finalidad de determinar que la operación de los mismos es la esperada, de conformidad con lo siguiente:
- a) El autodiagnóstico debe generar una alarma en caso de detectar que alguno de los dispositivos no opera adecuadamente.
 - b) El programa informático debe diagnosticar el estado y funcionalidad de:
 - 1. Sistemas de medición.
 - 2. Canales de comunicación.
 - 3. UCC.
- VII. Debe registrar en una bitácora todos los eventos relacionados con la configuración y operación del mismo, con las siguientes especificaciones:
- a) Los registros deben generarse de manera automática, para todos los eventos clasificados que se listan en el inciso g) de la presente fracción. Adicionalmente, los usuarios deben tener la posibilidad de registrar eventos no clasificados, pero que requieren su registro.
 - b) Se deben almacenar todos los registros en la bitácora.
 - c) Todos los usuarios deben tener acceso a la bitácora para su visualización. Los perfiles de administrador, supervisor y operador, además, deben tener acceso para el registro de eventos.
 - d) Todos los registros de la bitácora deben estar protegidos para evitar su modificación o eliminación.
 - e) Cualquier intento de modificación o eliminación de un registro de la bitácora debe registrarse de forma automática en la misma bitácora y generar una alarma.
 - f) Los datos que deben incluirse en el registro de la bitácora son:
 - 1. Número de registro, único y consecutivo.
 - 2. Fecha del evento.
 - 3. Hora del evento.
 - 4. Usuario responsable (campo en blanco en caso de tratarse de un registro generado automáticamente).
 - 5. Tipo de evento.
Ejemplos:
ADM Administración de sistema.
UCC Eventos de la UCC.
PIN Eventos de los programas informáticos.
COM Eventos de comunicación.
 - 6. Descripción del evento.

g) Los tipos de eventos que se deben registrar en la bitácora son:

1. Administración del sistema. Respaldos de la información, cambio en la configuración, cambio de versión del algoritmo de cálculo del volumen, alta/baja de usuarios e incorporación, reemplazo o baja de equipos.
2. Eventos de la UCC. Reinicio o apagado, desconexión de dispositivos y acceso a la información del control volumétrico por otro medio distinto del programa informático.
3. Eventos relacionados a los programas informáticos. Actualización de versión, cambio de parámetros o reinicio del programa informático.
4. Eventos de comunicación. Error de comunicación del dispositivo de medición, error de transmisión y/o recepción de archivos y falla en la red interna.
5. Operaciones cotidianas. Acceso, consulta, revisión de bitácora y registro de alarmas, operaciones de mantenimiento y toma de muestras.
6. Verificaciones realizadas por la autoridad fiscal o por proveedores autorizados por el SAT.
7. Inconsistencias en la información volumétrica:
 - i. Exista una diferencia de más de 0.5% tratándose de Hidrocarburos y Petrolíferos líquidos o de 1% tratándose de Hidrocarburos y Petrolíferos gaseosos, en el volumen final del periodo, obtenido de sumar al volumen inicial en dicho periodo, las recepciones de producto y restar las entregas de producto, incluyendo las pérdidas por proceso.
 - ii. El volumen de existencias registrado al corte del día, es igual al registrado en el corte del día anterior y existen registros de entradas o salidas en el corte del día.
 - iii. El volumen de existencias registrado por cada tipo de Hidrocarburo o Petrolífero y sistema de medición es menor a cero.
 - iv. El volumen de existencias registrado en el corte del día varía con respecto al corte del día anterior y no existen registros de entradas o salidas en el corte del día.
 - v. El volumen de salidas en un lapso de veinticuatro horas es mayor al volumen de entradas del mismo lapso más el volumen de existencias del corte del día anterior.

VIII. Debe generar alarmas cuando detecte una falla o condición anómala en la operación de los componentes de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos y registrarla en el registro de alarmas.

a) Los eventos que deben generar una alarma son:

1. Calibración no válida.
2. Inconsistencias en la información volumétrica a que se refiere el apartado 30.6.1.1., fracción VII, inciso g), numeral 7 del presente Anexo.
3. Intento de alteración de cualquier registro.
4. Registros incompletos o duplicados.
5. Problemas de comunicación.
6. Falla del medio de almacenamiento.
7. Falla en la red de comunicación.
8. Falla de energía.
9. Error en la transmisión de información.
10. Rechazos de inicio de sesión.
11. Paro de emergencia.

b) Los datos que deben incluirse para cada registro de alarma son:

1. Número de registro, único y consecutivo.
2. Fecha del evento.
3. Hora del evento.

4. Identificación del componente que origina la alarma.

Ejemplos:

C## Canal de comunicación.

D## Dispensarios.

S## Sistemas de medición.

5. Tipo de evento.

Ejemplos:

CAL Problemas de calibración.

FSM Falla en sistema de medición.

FEE Falla de energía eléctrica.

6. Descripción del evento.

30.6.1.2. Información a recopilar.

La información que debe recopilar el programa informático es la siguiente:

30.6.1.2.1. Datos generales.

I. Identificación del contribuyente:

a) Nombre, denominación o razón social.

b) Clave en el RFC.

c) Domicilio fiscal.

d) Nombre del representante legal.

II. Instalación o proceso donde deban instalarse sistemas de medición:

a) Clave de identificación.

Ejemplos:

TA002 Terminal de Almacenamiento No. 002

ES023 Estación de Servicio No. 023

b) Descripción.

Ejemplos:

Terminal de Almacenamiento de Diésel en la Refinería Salamanca.

Estación de Servicio No. 24 en Veracruz, Veracruz.

c) Clave de identificación del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate.

Ejemplos:

P Petróleo.

Gn Gas Natural.

C Condensados.

Ga Gasolinas.

Di Diésel.

Tu Turbosina.

Lp Gas licuado de petróleo.

Pr Propano.

d) Número(s) de permiso(s), expedido(s) por la CRE o la Secretaría de Energía.

e) Carácter con el que actúa para efectos regulatorios.

III. Equipos:

Todos los equipos o componentes utilizados para llevar el control volumétrico deben tener un código de identificación único y generado de manera automática al momento de darse de alta.

La información que se debe recopilar es la siguiente:

a) Sistemas de medición:**1. Clave de identificación.**

Ejemplos:

SME01 Sistema de Medición estática número 01.

SMD07 Sistema de Medición dinámica número 07.

M2D03 Manguera 2 del dispensario 03.

2. Localización y/o descripción.

Ejemplos:

Llegada a tanque de almacenamiento vertical TAV03.

Manguera 2 del dispensario de gasolina 03.

3. Vigencia de Calibración.**4. Incertidumbre de la medición.****b) Medio de almacenamiento:****1. Clave de identificación.**

Ejemplos:

TAV01 Tanque de almacenamiento vertical 01.

2. Localización y/o descripción.

Ejemplos:

Terminal de almacenamiento Pajaritos.

Tanque de gasolina premium.

Crudo para exportación Dos Bocas.

3. Capacidad total de almacenamiento.**4. Vigencia de Calibración.****c) Ductos para transporte o distribución:****1. Clave de identificación.**

Ejemplos:

ODR01 Oleoducto de recepción 01.

GDE04 Gasoducto de entrega 04.

PDR02 Poliducto de recepción 02.

2. Descripción.

Ejemplos:

Llegada de centro procesador de gas.

Salida de crudo ligero para exportación.

3. Diámetro nominal, en pulgadas.**d) Medios distintos a ductos, para transporte o distribución:****1. Clave de identificación.**

Ejemplos:

ATA01 Autotanque atmosférico 01.

CTP03 Carrotanque presurizado 03.

2. Servicio.

Ejemplos:

P	Petróleo.
Gn	Gas Natural.
C	Condensados.
Ga	Gasolinas.
Di	Diésel.
Tu	Turbosina.
Lp	Gas licuado de petróleo.
Pr	Propano.

3. Capacidad de almacenamiento.**4. Vigencia de Calibración.****e) Otros equipos y componentes.****30.6.1.2.2. Información sobre los registros del volumen de los Hidrocarburos y Petrolíferos.**

La fuente de los registros del volumen de todas las operaciones de recepción o entrega de los Hidrocarburos y Petrolíferos debe ser el Elemento terciario de los sistemas de medición; o tratándose de los comercializadores que enajenen gas natural o Petrolíferos en los términos del artículo 19, fracción I del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, debe ser la información de los registros del volumen que les proporcionen los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones III, IV, V y VII, que les presten servicios.

Los tipos de registros que se deben recopilar son:

- I. Por operación. Se debe realizar al término de cada operación de recepción o entrega.
- II. Acumulado. Se debe realizar diariamente, a una misma hora prefijada y debe incluir el acumulado de los volúmenes recibidos y los volúmenes transferidos.
- III. La información que se debe incluir en cada registro es la siguiente:

- a) Número de registro, único y consecutivo.
- b) Tipo de registro.

Ejemplos:

VR	Volumen recibido.
VT	Volumen transferido.
TR	Total recibido en el día.
TT	Total transferido en el día.

- c) Fecha de la operación.
- d) Hora de la operación.
- e) Clave en el RFC del proveedor/cliente (recepción/entrega).
- f) Clave de identificación del medio de recepción/entrega.

Ejemplos:

ODR01	Oleoducto de recepción 01.
GDE04	Gasoducto de entrega 04.
PDR02	Poliducto de recepción 02.
ATA01	Autotanque atmosférico 01.
CTP03	Carrotanque presurizado 03.

g) Clave de identificación del sistema de medición.

Ejemplos:

SME01 Sistema de medición estático número 001.

SMD07 Sistema de medición dinámico número 007.

M2D03 Manguera 2 del dispensario 03.

h) Clave de identificación del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate.

Ejemplos:

P Petróleo.

Gn Gas Natural.

C Condensados.

Ga Gasolinas.

Di Diésel.

Tu Turbosina.

Lp Gas licuado de petróleo.

Pr Propano.

i) Volumen recibido/entregado expresado en la unidad de medida que corresponda, conforme a lo siguiente:

i. Tratándose de petróleo y condensados, la unidad de medida es el barril.

ii. Tratándose de gas natural, la unidad de medida es el metro cúbico. Excepto para los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción I, para los que la unidad de medida es el pie cúbico.

iii. Tratándose de Petrolíferos, la unidad de medida es el litro.

Quando se haya realizado la medición en una unidad de medida distinta, deberá realizarse la conversión, describiendo el factor de conversión utilizado, la operación aritmética y el resultado.

IV. El programa informático para una instalación o proceso que incluya almacenamiento de Hidrocarburos o Petrolíferos, adicionalmente, debe realizar el registro del control de existencias, con la información del volumen y tipo del producto almacenado, de conformidad con lo siguiente:

a) El registro del control de existencias se debe realizar diariamente, de manera automática, a una misma hora.

b) El programa informático debe realizar el cálculo de existencias del día n ($Existencias_n$), sumando a las existencias del día $n-1$ ($Existencias_{n-1}$) el volumen total de las operaciones de recepción realizadas en las 24 horas anteriores ($Vol\ Acum\ Op\ Recepción_n$) y restando el volumen total de las operaciones de entrega realizadas en las 24 hrs. anteriores ($Vol\ Acum\ Op\ Entrega_n$):

$$Existencias_n = Existencias_{n-1} + Vol\ Acum\ Op\ Recepción_n - Vol\ Acum\ Op\ Entrega_n$$

c) El valor calculado de existencias, como se describe en el inciso anterior, se debe verificar comparándolo con el valor que entregue el sistema de medición estático. Si se presenta una diferencia entre el valor medido y el valor calculado se debe generar un registro de alarma.

El programa informático debe permitir el registro en la bitácora de eventos de la posible causa, así como de las acciones que se tomarán para su corrección y su seguimiento.

d) La información que se debe recopilar por cada registro es la siguiente:

1. Número de registro, único y consecutivo.

2. Tipo de registro.

Ejemplo:

CE Control de existencias.

3. Fecha del registro.
 4. Hora del registro.
 5. Clave de identificación del tanque.
Ejemplo:
TA01 Tanque de almacenamiento 01.
 6. Clave de identificación del sistema de medición.
Ejemplos:
SME01 Sistema de medición estático número 001.
SMD07 Sistema de medición dinámico número 007.
M2D03 Manguera 2 del dispensario 03.
 7. Clave de identificación del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate.
Ejemplos:
P Petróleo.
Gn Gas Natural.
C Condensados.
Ga Gasolina.
Di Diésel.
Tu Turbosina.
Lp Gas licuado de petróleo.
Pr Propano.
 8. Volumen de existencias entregado por el sistema de medición, expresado en la unidad de medida que corresponda, conforme a lo siguiente:
 - i. Tratándose de petróleo y condensados, la unidad de medida es el barril.
 - ii. Tratándose de gas natural, la unidad de medida es el metro cúbico. Excepto para los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción I, para los que la unidad de medida es el pie cúbico.
 - iii. Tratándose de Petrolíferos, la unidad de medida es el litro.Cuando se haya realizado la medición en una unidad de medida distinta, deberá realizarse la conversión, describiendo el factor de conversión utilizado, la operación aritmética y el resultado.
 9. Volumen de existencias calculado por el programa informático, expresado en la unidad de medida a que se refiere el numeral anterior.
- V. El programa informático para estaciones de servicio, adicionalmente, debe realizar el registro de la información del totalizador de ventas de los dispensarios.

30.6.1.2.3. Información sobre el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero:

La información que se debe recopilar para cada tipo de Hidrocarburos o Petrolíferos es la siguiente:

- I. Nombre y clave en el RFC del proveedor autorizado por el SAT que haya emitido el dictamen correspondiente, así como número de folio y fecha de emisión.
- II. Para Hidrocarburos, en cabezales de pozo o de recolección:
 - a) Del petróleo:
 1. Gravedad específica del aceite, expresada en grados API a una posición decimal.
 2. Contenido de azufre, expresado en porcentaje a una posición decimal.
 - b) Del gas natural y condensados:
 1. Fracción molar de los siguientes componentes en la mezcla: metano, etano, propano, butanos (n-butano, isobutano), pentanos, hexanos, heptanos, octanos, nonanos y decanos.
 2. Poder calorífico de dichos componentes expresado en BTU/pie cúbico para el gas natural y en MMBTU, tratándose de condensados.

- III. Para Petróleo, en estaciones de proceso:
- Gravedad específica del aceite, expresada en grados API a una posición decimal.
 - Contenido de azufre, expresado en porcentaje a una posición decimal.
- IV. Para gas natural y condensados, en estaciones de proceso:
- Fracción molar de los siguientes componentes en la mezcla: metano, etano, propano, butanos (n-butano, isobutano), pentanos, hexanos, heptanos, octanos, nonanos y decanos.
 - Poder calorífico de dichos componentes expresado en BTU/pie cúbico para el gas natural y en MMBTU, tratándose de condensados.
- V. Para gasolinas:
- Índice de octano.
 - Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.
- VI. Para diésel:
- Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.
- VII. Para turbosina:
- Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.
- VIII. Para gas licuado de petróleo:
- Porcentaje del propano en la mezcla.
 - Porcentaje del butano en la mezcla.

Se debe normalizar al 100% la suma de los porcentajes de propano y butano obtenidos de la cromatografía y con ello ajustar los porcentajes de estos componentes.

Ejemplo:

Propano = 60%; Butano = 30%; otros componentes = 10%

Propano + Butano = 90%

Normalizando Propano + Butano al 100%

$$\text{Propano normalizado} = \frac{(60 \times 100)}{90} = 66.6$$

$$\text{Butano normalizado} = \frac{(30 \times 100)}{90} = 33.3$$

Para los efectos de las fracciones V, VI y VII de este apartado, se entiende por combustible no fósil, al combustible o al componente de un combustible, que no se obtienen o derivan de un proceso de destilación del petróleo crudo o del procesamiento de gas natural.

30.6.1.2.4. Información fiscal sobre la adquisición, enajenación o prestación de servicios:

La información que se debe recopilar sobre la adquisición, enajenación o prestación de servicios contenida en los CFDI a que se refiere el apartado 30.4.3. de este Anexo, es la siguiente:

- Clave en el RFC del emisor o receptor (adquisición o enajenación) y, en su caso, del prestador o prestatario del servicio, según corresponda.
- Folio fiscal del CFDI.
- Tratándose de los CFDI de adquisición o enajenación, el volumen, el precio por unidad de medida del bien y el importe total de la transacción.
- Tratándose de los CFDI de los servicios, el tipo y descripción del servicio prestado, así como el importe total del servicio.

30.6.1.2.5. Información sobre la adquisición o enajenación en transacciones comerciales internacionales

La información que se debe recopilar sobre la adquisición o enajenación contenida en los pedimentos a que se refiere el apartado 30.4.3. de este Anexo, es la siguiente:

- Punto de exportación.
- Punto de internación.
- País destino.

- IV. País origen.
- V. Medio de transporte por el cual entra a la aduana.
- VI. Medio de transporte por el cual sale a la aduana.
- VII. Incoterms.

30.6.1.3. Requerimientos del almacenamiento de la información.

El almacenamiento de la información debe cumplir lo siguiente:

- I. La información generada, recopilada y procesada, se debe almacenar de forma segura y confiable.
- II. Toda la información almacenada debe estar protegida de manera que no pueda ser eliminada. Cualquier modificación realizada a la información almacenada debe quedar registrada.
- III. Los registros de las operaciones en cada instalación o proceso donde deban instalarse sistemas de medición, deben estar individualizados, permitiendo que sean fácilmente identificables y recuperables.
- IV. Toda la información que se almacene debe estar interrelacionada e integrada en una base de datos. La base de datos debe cumplir las siguientes especificaciones:
 - a) Ser del tipo relacional.
 - b) Contar con herramientas para la administración, respaldo, notificación de errores y diagnóstico.
 - c) Tener capacidad de exportación de datos hacia aplicaciones de análisis.
 - d) Soportar estándar de comunicación conforme a las especificaciones y características que se darán a conocer en el Portal del SAT.
 - e) Contar con un gestor de la base de datos, que debe tener la funcionalidad para:
 - 1. Permitir la búsqueda y consulta de información.
 - 2. Disponer de un menú de informes predeterminados.
 - 3. Permitir el diseño de informes personalizados.
 - 4. Imprimir consultas e informes.
- V. Debe utilizar tablas que correspondan a cada concepto que se almacene, que permita su consulta y la impresión de informes o resultados de búsqueda.
- VI. Cada fila de las tablas deberá corresponder a un registro y las columnas de las tablas debe corresponder a los campos que conforman los registros.

30.6.1.4. Requerimientos del procesamiento de la información y la generación de reportes.

El procesamiento de la información consiste en someter la información generada, recopilada y almacenada a una serie de operaciones programadas que permitan:

- I. La integración de la información en la base de datos a que se refiere el apartado 30.6.1.3., fracción IV de este Anexo.
- II. La generación de los reportes de información diarios y mensuales conforme a las especificaciones y características que se darán a conocer en el Portal del SAT.
- III. El sellado de los reportes con el Certificado de Sello Digital del contribuyente emitido por el SAT.

Los reportes mensuales a que se refiere este apartado, deberán ser enviados al SAT por los contribuyentes indicados en la regla 2.6.1.2., en la periodicidad establecida en la regla 2.8.1.7., fracción III.

Adicionalmente, el programa informático debe cumplir con los requerimientos de funcionalidad informática que se darán a conocer en el Portal del SAT.

30.6.2. Requerimientos de seguridad.

Para garantizar la seguridad de la información, se deben implementar un conjunto de medidas técnicas destinadas a preservar la confidencialidad, la integridad y la disponibilidad de la información conforme a lo siguiente:

- I. Se debe garantizar la confidencialidad de la información, por lo que se requiere que:
 - a) El acceso al programa informático y a cualquier información almacenada en la UCC, sólo debe permitirse a usuarios autorizados, que deben ser autenticados mediante contraseña robusta.
 - b) Los usuarios deben tener atributos para interactuar con el programa informático conforme al perfil asignado de conformidad con el apartado 30.6.1.1., fracción IV, inciso a) del presente Anexo.
 - c) Las acciones de incorporación o cancelación de usuarios deben registrarse en la bitácora de eventos.
 - d) La autenticación del usuario debe ser compatible con el mecanismo y robustez de la autenticación adecuada.
 - e) Los identificadores de dispositivos inmutables, como el "ID" de dispositivo "*mac-address*" o el identificador único del sistema operativo donde se aloja el programa informático, no deben utilizarse como credenciales.
 - f) El programa informático debe autenticarse mutuamente entre la interfaz de usuario (*frontend*) y el servidor (*backend*).
 - g) El cliente y el servidor deben validar correctamente la seguridad de la capa de transporte (*TLS*) o certificados similares, contemplando algoritmos robustos recomendados por la industria.
 - h) El programa informático debe contrarrestar ataques asociados al control de acceso, incluyendo ataques de tipo *bidding-down* y *TLS stripping*.
 - i) El programa informático debe implementar el uso de certificados para el cifrado de la información tanto para su intercambio como para el transporte.
- II. Se debe garantizar la integridad de la información, por lo que se requiere que:
 - a) Los medios de comunicación para transferencia de información deben disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones eléctricas o magnéticas.
 - b) La modificación de la información generada, recopilada, almacenada y procesada, así como la bitácora de eventos y registro de alarmas debe generar pistas de auditoría.
 - c) Cualquier intento de eliminación de registros debe generar una alarma.
 - d) Se deben implementar herramientas de programación para proteger la alteración de la información.
 - e) El registro de una operación de recepción o entrega del Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate, debe ser inmediato; asimismo, el registro de control de existencias debe realizarse diariamente, a una misma hora.
 - f) Respecto al código fuente del programa informático, se acredite el mecanismo formal de puesta en producción que permita conocer que es legítimo, que, en su caso, proviene de un proveedor de software conocido y que el código no fue alterado desde que fue publicado, demostrando que el programa informático es de confianza.
- III. Para garantizar la disponibilidad de la información, se requiere que:
 - a) El programa informático opere de forma continua.
 - b) Se prevengan interrupciones no programadas.
 - c) La información almacenada esté disponible para los usuarios registrados, conforme al perfil asignado.
- IV. El programa informático debe cumplir con los requerimientos de seguridad informática que se darán a conocer en el Portal del SAT.

30.7. Referencias normativas.

- I. **Normas y estándares de aplicación general en el diseño e instalación de sistemas, equipos e instrumentos de medida.**

NMX-CH-140-IMNC-2002

Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones.

NMX-Z055-IMNC	Vocabulario Internacional de Metrología -Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM).
ISO 5168	Medición de flujo de fluidos – Procedimientos para la evaluación de Incertidumbres.
ISO GUM (JCGM 100)	Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones.
API RP 551	Instrumentos de medición en los procesos.
NIST- 2008	Guía para el uso del Sistema Internacional de Unidades (SI).

II. Normas y estándares relacionados a la Medición estática de Hidrocarburos y Petrolíferos.

a) Para tanques estacionarios.

ISO 4266-1	Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 1: Medición de nivel en tanques atmosféricos.
ISO 4266-3	Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 3 Medición de nivel en tanques de almacenamiento presurizados (no refrigerados).
ISO 4266-4	Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 4: Medición de temperatura en tanques atmosféricos.
ISO 4266-6	Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 6: Medición de temperatura en tanques de almacenamiento presurizados (no refrigerados).
ISO 4269	Petróleo y productos líquidos derivados - calibración del tanque mediante la medición de líquido - método incremental utilizando medidores volumétricos.
ISO 6578	Hidrocarburos líquidos refrigerados - Medición estática – Cálculo.
ISO 7507-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 1: Método de cintas.
ISO 7507-2	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 2: Método de línea óptica de referencia.
ISO 7507-3	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 3: Método de triangulación óptica.
ISO 7507-4	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 4: Método interno electro-óptico de medición de distancia.
ISO 7507-5	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 5: Método externo electro-óptico para la determinación de la distancia.
ISO 8022	Sistemas de Medición de Petróleo - Calibración - correcciones de temperatura para el uso al calibrar tanques probadores volumétricos.
ISO 8310	Hidrocarburos ligeros refrigerados - Los termopares y termómetros de resistencia - La Medición de la temperatura en los tanques que contengan gases licuados.
ISO 10574	Hidrocarburos ligeros refrigerados - Medición de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados.
ISO 12917-1	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos horizontales - Parte 1: Los métodos manuales.

ISO 12917-2	Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos horizontales - Parte 2: Método electro-óptico para la determinación de la distancia interna.
API MPMS 2.2A (ISO 7507-1)	Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales por el método manual utilizando cintas.
API MPMS 2.2B (ISO 7507-2)	Calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método de triangulación óptica.
ISO-7507-3 (API MPMS 2.2C)	Calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método de triangulación óptica.
API MPMS 2.2D	Calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método interno electro-óptico de medición de distancia.
API MPMS 2.2E (ISO 12917-1)	Calibración de tanques cilíndricos horizontales – Parte 1: Métodos manuales.
ISO-12917-2 (API MPMS 2.2F)	Calibración de tanques cilíndricos horizontales – Parte 2: Método interno electro-óptico de medición de distancia.
API MPMS 3.1A	Practica estándar de medición en tanques para la medición manual de petróleo y productos derivados del petróleo.
API MPMS 3.1B	Práctica estándar para la medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios mediante la medición automática de tanques.
API MPMS 3.3	Práctica estándar para la medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento estacionarios presurizados mediante medición automática de tanques.
API MPMS 3.6	Medición de hidrocarburos líquidos mediante sistemas híbridos de medición de tanques.
API MPMS 7	Determinación de temperatura.
API MPMS 12.1.1	Cálculo de cantidades estáticas de petróleo - Parte 1: tanques cilíndricos verticales y embarcaciones marinas.
API MPMS 14.4	Convirtiendo masa de líquidos y vapores de gas natural a volúmenes de líquido equivalentes.
API MPMS 19	Medición de pérdidas por evaporación.
API MPMS 19.1	Pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo.
API MPMS 19.2	Pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante.
API MPMS 19.4	Practica recomendada para la especificación de pérdidas por evaporación.
API STD 2552	Método estándar para medición y calibración de esferas y esferoides por el método dimensional (método geométrico).
ISO-4269 (API STD 2555/ASTM D 1406)	Calibración de tanques por el método húmedo (método volumétrico).
OIML R 85-1	Medidores automáticos de nivel para medir el nivel de líquido en tanques de almacenamiento fijos.

b) Para autotanques, carrotanques y buquetanques.

NOM-007-ASEA-2016	Transporte de gas natural.
NMX-CH-146-IMNC	Metrología – Carrotanques y autotanques – Clasificación, características, verificación y métodos de calibración.
ISO 4266-2	Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 2: Medición de nivel en embarcaciones marinas.

API MPMS 2.7	Calibración de tanques de barcaza.
API MPMS 2.8A	Calibración de tanques en buques y barcazas oceánicas.
API MPMS 12.1.2	Cálculo de cantidades de petróleo - Sección 1: Cálculo de cantidades estáticas de petróleo - Parte 2: Procedimiento de cálculo para carrotanques.
API STD 2554 (ASTM D 1409)	Medición y calibración de carrotanques.
OIML R 80-1	Autotanques y carrotanques con medición de nivel - Parte 1: Requisitos metrológicos y técnicos.

III. Normas y estándares para la Medición dinámica de Hidrocarburos y Petrolíferos líquidos.

a) Aplicación en diseño.

API MPMS 5.1	Consideraciones generales para la medición por medio de medidores.
API MPMS 5.4	Accesorios para medidores de líquidos.
API MPMS 5.5	Fidelidad y seguridad de los sistemas de transmisión de datos de pulsos de medición de flujo.

b) Tipos de medidor del volumen o caudal.

NOM-005-SCFI-2017	Instrumentos de medición - Sistema para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos - Especificaciones, métodos de prueba y de verificación.
NOM-185-SCFI-2017	Programas informáticos y sistemas electrónicos que controlan el funcionamiento de los sistemas para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos -Especificaciones, métodos de prueba y de verificación.
ISO 2714	Hidrocarburos líquidos – Medición volumétrica mediante medidores de desplazamiento diferentes a bombas dispensadoras.
ISO 2715	Hidrocarburos líquidos – Medición volumétrica mediante sistemas de medidor de turbina.
ISO 4124	Hidrocarburos líquidos – Medición Dinámica – Control estadístico de los sistemas de medición volumétricos.
ISO 6551	Petróleo Líquido/Gas – fidelidad y seguridad de la medición dinámica.
ISO 9951	Medición de flujo de gas en tuberías cerradas - Medidores de turbina.
ISO 10789-1	Medición de flujo de fluido en tuberías cerradas – Medidores ultrasónicos para gas - Medidores para transferencia de custodia y medición de asignación.
ISO 10790	Medición de flujo de fluido en tuberías cerradas – Guía para la selección, instalación y uso de medidores de Coriolis (mediciones de flujo másico, densidad y flujo volumétrico).
ISO 12242	Medición de flujo de fluido en tuberías cerradas – Medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito para líquido.
API MPMS 5.2	Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de desplazamiento.
API MPMS 5.3	Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de turbina.
API MPMS 5.6	Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de Coriolis.

API MPMS 5.8	Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de flujo ultrasónico con tecnología de tiempo de tránsito.
API MPMS 21.2	Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica – Medición electrónica del volumen líquido utilizando medidores de desplazamiento positivo y turbinas.
API MPMS 21.2-A1	Adenda 1 a Medición de Flujo utilizando sistemas de medición electrónica, de masa inferida.
OIML R 117-1	Sistemas de medición dinámicos para líquidos distintos del agua.
c) Probadores.	
ISO 7278-1	Hidrocarburos líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 1: Principios generales.
ISO 7278-2	Hidrocarburos líquidos - Sistemas para probar contadores volumétricos - Medición dinámica - Parte 2: Probadores de tipo tubería.
ISO 7278-3	Hidrocarburos Líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 3: Técnicas de interpolación de pulso.
ISO 7278-4	Hidrocarburos Líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 4: Guía para operadores de probadores de tipo tubería.
API MPMS 4.1	Introducción (Probadores).
API MPMS 4.2	Probadores de desplazamiento.
API MPMS 4.4	Probadores de tanques.
API MPMS 4.5	Probadores del medidor maestro.
API MPMS 4.6	Interpolación de pulso.
API MPMS 4.7	Métodos de prueba estándar en campo.
API MPMS 4.8	Operación de sistemas de probadores.
API MPMS 4.9 .1	Introducción a la determinación del volumen de los probadores de desplazamiento y de tanque.
API MPMS 4.9.2	Determinación del volumen del probador de desplazamiento y Tanque, por el método de calibración “ <i>Waterdraw</i> ”.
API MPMS 4.9.3	Determinación del volumen de probadores de desplazamiento por el método de calibración del medidor maestro.
API MPMS 4.9.4	Determinación del volumen de probadores de desplazamiento y de tanques por el método de calibración gravimétrico.
API MPMS 13.2	Métodos estadísticos de evaluación de los datos de probadores de medidores.
d) Cálculos.	
API MPMS 11.4.1	Propiedades de los materiales de referencia - Parte 1: Densidad del agua y factores de corrección del volumen del agua para la calibración de probadores volumétricos.
API MPMS 12.2.3	Cálculo de cantidades de petróleo utilizando métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica - Parte 3: Reporte de probadores.
API MPMS 12.2.4	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica -Parte 4: Cálculo de volúmenes base de los probadores por el método “ <i>Waterdraw</i> ”.
API MPMS 12.2.5	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición dinámica y factores de corrección volumétrica - Parte 5: el volumen base del probador usando el método del medidor maestro.

e) Computación de flujo y volumen.

API MPMS 5.5	Fidelidad y seguridad de los sistemas de transmisión de datos de pulsos de medición de flujo.
API MPMS 11.1	Datos de propiedades físicas (factores de corrección del volumen) (todas las secciones y mesas pertinentes, incluyendo rutinas de computación).
API MPMS 11.2.2	Factores de compresibilidad de hidrocarburos: 0,350 a 0,637 de densidad relativa (60 °F / 60 °F) y -50 °F a 140 °F de temperatura de medidor.
API MPMS 11.2.2M	Factores de compresibilidad para hidrocarburos: 350-637 kilogramos por metro cúbico densidad (15 °C) y -46 °C a 60 °C temperatura de medidor.
API MPMS 11.2.4	Corrección de temperatura para los volúmenes de LNG y Tablas GLP 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E.
API MPMS 11.2.5	Correlación de presión de vapor simplificada para uso NGL comerciales.
API MPMS 11.3.2.1	Densidad de etileno.
API MPMS 11.3.3.2	Compresibilidad de polipropileno.
API MPMS 11.5	Intraconversión de densidad / peso / volumen.
API MPMS 12.2.1	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición dinámica y factores de corrección del volumen -Parte 1: Introducción.
API MPMS 12.2.2	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición dinámica y factores de corrección del volumen -Parte 2: Tickets de Medición.
API MPMS 12.2.3	Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición dinámica y factores de corrección del volumen Parte 3: Reportes de Probador.
API MPMS 12.3	Cálculo de contracción volumétrica por fusión de hidrocarburos livianos con petróleo crudo.
API MPMS 21.2	Medición electrónica del volumen líquido utilizando medidores de desplazamiento positivo y medidores de turbina.

IV. Normas y estándares para la Medición dinámica de Hidrocarburos gaseosos.

NOM-003-SECRE-2011	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
NMX-CH-5167-1-IMNC	Medición del flujo de fluidos por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en la sección transversal circular de ductos llenos – Parte 1: Principios generales y requisitos.
NMX-CH-5167-2-IMNC	Medición del flujo de fluidos por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en la sección transversal circular de ductos llenos – Parte 2: Placas de orificio.
ISO 5167-2	Medición de flujo de fluido por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en tubos de sección transversal circular Parte 2: Placas de orificio.
ISO 9951	Medición del flujo del gas en conductos cerrados – Medidores de turbina.
ISO 10790	Medición del flujo del fluido en conductos cerrados – Guía de la selección, instalación y uso de medidores Coriolis (Medida del flujo de la masa, densidad y volumen del flujo).

ISO 15970	Gas Natural – Propiedades de Medición – Propiedades Volumétricas: densidad, temperatura, presión y factor de compresión.
ISO 17089 -1	Medición del flujo del fluido en conductos cerrados – Medidores ultrasónicos para gas – Parte 1: Medidores para transferencia de custodia y medición de asignación.
AGA Reporte No. 3	Medición por medio de placa de orificio de gas natural y otros fluidos de hidrocarburos asociados.
AGA Reporte No. 5	Medición de energía del gas combustible.
AGA Reporte No. 7	Medición de gas natural por medio de medidores de turbina.
AGA Reporte No. 9	Medición de gas por medio de medidores ultrasónicos multitrayectorias.
AGA Reporte No. 10	Velocidad del sonido en el gas natural y en otros gases de hidrocarburos asociados.
AGA Reporte No. 11	Medición de gas natural por medio de medidores de Coriolis.
API MPMS 14.3.1	Medidores de orificio concéntrico, de borde cuadrado Parte 1 – Ecuaciones generales y guías de incertidumbre (ANSI/API MPMS 14.3.1-2013) (AGA Reporte No. 3, Parte 1) (GPA 8185-90, Parte 1).
API MPMS 14.3.2	Medidores de orificio concéntrico, de borde cuadrado Parte 2 – Especificación y requerimientos de instalación (ANSI/API MPMS 14.3.2-2000) (AGA Reporte No. 3, Parte 2) (GPA 8185-00, Parte 2).
API MPMS 14.9	Medición de gas natural por medio de medidores de Coriolis.
API MPMS 21.1	Medición electrónica del gas.
<i>Energy Institute</i> HM 8.	Densidad, sedimento y agua. Sección 2: Medición continua de la densidad (anteriormente PMM Parte VII, S2).

V. Normas y estándares para la medición multifásica de Hidrocarburos.

API MPMS 20.3 Medición de flujo multifásico.

VI. Normas y estándares relacionados con la gestión y gerencia de la medición.

NMX-CC-10012-IMNC Sistemas de gestión de las mediciones – Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición.

NMX-EC-17020-IMNC Criterios generales para la operación de varios tipos de unidades (organismos) que desarrollan la verificación (inspección).

NMX-EC-17025-IMNC Requisitos generales para la competencia de laboratorios de ensayo y calibración.

NMX-CC-19011-IMNC Sistemas de Gestión de la Calidad – Requisitos (ISO 9001).

API MPMS 20.0 Medición asignación de petróleo y gas natural.

Atentamente,

Ciudad de México, a 23 de diciembre de 2019.- En suplencia por ausencia de la Jefa del Servicio de Administración Tributaria, con fundamento en el artículo 4, primer párrafo del Reglamento Interior del Servicio de Administración Tributaria vigente, firma la Administradora General Jurídica, **María de los Angeles Jasso Cisneros**.- Rúbrica.