

## SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

ANEXOS 17, 21, 22, 23, 24, 27, 28 y 30 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2026, publicada el 28 de diciembre de 2025.

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 21 DE LA RESOLUCIÓN MISCELÁNEA FISCAL PARA 2026

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

Para los efectos del artículo 28, fracción I, apartado B, cuarto párrafo del CFF, en relación con la regla 1.4., fracción XXI y el Capítulo 2.6. "De los controles volumétricos, de los certificados y de los dictámenes de laboratorio aplicables a hidrocarburos y petrolíferos", se dan a conocer las especificaciones técnicas de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos de hidrocarburos y petrolíferos, conforme a lo siguiente:

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

De conformidad con el artículo 28, fracción I, apartado B, cuarto párrafo 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", 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 21.5. de este Anexo.
- II. Permitir la recopilación y almacenamiento, a través de un programa informático, de la siguiente información, conforme al apartado 21.6. de este Anexo.
  - a) Los registros del volumen a que se refiere la fracción anterior.
  - b) La información a que se refiere el Anexo 23 "De las características que deben contener los dictámenes que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero, de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina", contenida en los dictámenes de laboratorio u obtenida de instrumentos en línea para cromatografía y densidad que determinen el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero.
  - 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 de generar reportes de información diarios y mensuales, de conformidad con el apartado 21.6. 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., en la periodicidad establecida en la regla 2.8.1.6., fracción III.

#### 21.2. Definiciones, siglas y acrónimos

##### 21.2.1. Definiciones

- I. Activos tecnológicos. Se consideran la infraestructura y los servicios de tecnología de información y comunicaciones asociados al programa informático.
- II. Ambiente de desarrollo. Entorno de servicios integrales para propiciar el desarrollo del programa informático.
- III. Ambiente de pruebas. Entorno controlado empleado para la ejecución de pruebas de requerimientos funcionales a nivel usuario, así como pruebas no funcionales del programa informático, tales como pruebas de concurrencia, procesamiento y/o peticiones.

- IV. Ambiente de producción. Entorno con la infraestructura y los servicios requeridos para el funcionamiento del programa informático para el consumo del servicio.
- V. 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.
- VI. Confirmación metrológica. Conjunto de operaciones requeridas para asegurarse de que el equipo de medición está conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto.
- VII. 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.
- VIII. Elementos secundarios. Instrumentos para medir las variables de influencia, con fines de compensación y ajuste.
- IX. 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.
- X. 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.
- XI. Hidrocarburos. Los bienes a que se refiere la regla 2.6.1.1., fracción I.
- XII. Incertidumbre. Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando a partir de la información que se utiliza.
- XIII. Medición dinámica. Proceso que consiste en medir la cantidad de fluido mientras este se encuentra en movimiento a través de un ducto o tubería.
- XIV. 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.
- XV. Petrolíferos. Los bienes a que se refiere la regla 2.6.1.1., fracción II.
- XVI. Recursos operativos. Los recursos relacionados con la operación del programa informático, tales como personal, herramientas y espacios.
- XVII. 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.

#### 21.2.2. Siglas y acrónimos

- I. AGA. Asociación Americana del Gas (por sus siglas en inglés *American Gas Association*).
- II. API. Instituto Americano del Petróleo (por sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*).
- III. ARM. Acuerdo de Reconocimiento Mutuo.
- IV. ASTM. Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (por sus siglas en inglés *American Society for Testing and Materials*).
- V. CNE. Comisión Nacional de Energía.

- VI. ISO. Organización Internacional de Estándares (por sus siglas en inglés *International Organization for Standardization*).
- VII. LFMN. Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- VIII. LIC. Ley de Infraestructura de la Calidad.
- IX. MPMS. Manual de Estándares de Medición del Petróleo (por sus siglas en inglés *Manual of Petroleum Measurement Standards*).
- X. NMX. Norma Mexicana.
- XI. NOM. Norma Oficial Mexicana.
- XII. OIML. Organización Internacional de Metrología Legal.
- XIII. SENER. Secretaría de Energía.
- XIV. SGM. Sistema de Gestión de las Mediciones.
- XV. UCC. Unidad Central de Control.

### 21.3. **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 o instalen.
- II. 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 sean objeto de los servicios de verificación que contraten.

### 21.4. **Fuentes de la información**

La información a que se refiere el apartado 21.1. del presente Anexo debe obtenerse de conformidad con lo siguiente:

#### 21.4.1. **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 21.5. 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, cuando la tecnología empleada lo permita.
  - 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) 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 que mida las descargas o uno 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 5, fracción XII de la LSH, 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.

#### **21.4.2. 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 de laboratorio que se emitan de conformidad y en la periodicidad a que se refiere el Anexo 23 "De las características que deben contener los dictámenes que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero, de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina".
  - b) Instrumentos instalados en línea para cromatografía o densidad, verificados por proveedores acreditados por la instancia competente, debiendo obtener los datos a que se refiere el apartado 21.6.1.2.3. del presente Anexo.
- II. La información del tipo de los Hidrocarburos o Petrolíferos que debe registrarse y almacenarse en la UCC es la establecida en el apartado 23.4. del Anexo 23 "De las características que deben contener los dictámenes que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero, de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina".
- 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., deberán registrar la información relativa al tipo de hidrocarburo o petrolífero de que se trate, ya sea de los dictámenes de laboratorio, de los instrumentos en línea para cromatografía o densidad, o de la información que les proporcionen otros sujetos de la citada regla, que obtengan conforme al Anexo 23 "De las características que deben contener los dictámenes que determinen el tipo de hidrocarburo o petrolífero, de que se trate, el poder calorífico del gas natural y el octanaje en el caso de gasolina".

#### **21.4.3. 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, tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., conforme a las fracciones siguientes:
  - a) Fracción I, los CFDI que amparen la enajenación de los Hidrocarburos.
  - b) Fracción II, los CFDI que amparen la adquisición de los Hidrocarburos y la enajenación de los Hidrocarburos o Petrolíferos.
  - c) Fracciones III, IV, V y VII los CFDI que amparen la prestación del servicio correspondiente.
  - d) Fracción VI, los CFDI que amparen la adquisición de gas natural o Petrolíferos.
  - e) Fracciones VII y VIII, que enajenen gas natural o Petrolíferos en los términos del artículo 5, fracción XVIII de la LSH, los CFDI que amparen la adquisición de gas natural o Petrolíferos, así como los que amparen la enajenación de los mismos.
  - f) Fracción VIII, que enajenen Hidrocarburos o Petrolíferos en los términos del artículo 5, fracción XII de la LSH, los CFDI que amparen la adquisición de hidrocarburos 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 a registrarse y almacenarse en la UCC, es la establecida en el apartado 21.6.1.2.4. de este Anexo.
- III. Se consideran pedimentos asociados a la adquisición de Hidrocarburos o Petrolíferos, tratándose de los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., conforme a las fracciones siguientes:
  - a) Fracción II, los pedimentos de importación que amparen la adquisición de los Hidrocarburos.
  - b) Fracción III, para licuefacción y regasificación de gas natural, el pedimento que ampare la adquisición o enajenación de gas natural.
  - c) Fracciones VI, VII y VIII, el pedimento que ampare la adquisición de gas natural y Petrolíferos.

#### **21.5. Equipos para llevar controles volumétricos (sistemas de medición)**

Los contribuyentes referidos en la regla 2.6.1.2., excepto los comercializadores que enajenen Hidrocarburos o Petrolíferos en los términos del artículo 5, fracción XII de la LSH, 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 el apartado 21.5.1. 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) Áreas contractuales y asignaciones:

Punto de medición aprobado, o en su caso determinado por la SENER, en donde se llevará a cabo la medición del volumen de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o Asignación.

Se debe seleccionar el medidor conforme a los requisitos metrológicos: características de los fluidos, intervalos de medición y condiciones técnicas u operativas del proceso. En caso de emplearse, el medidor multifásico debe cumplir con la normatividad descrita en el apartado 21.7., fracciones I, V y VI, señalados en este Anexo.

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 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 21.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI, que refiere el presente Anexo.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad que les corresponda descrita en el apartado 21.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural, señalados en este Anexo.
  - c) Producción de Petrolíferos:

En las refinерías, 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 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 21.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI, que refiere el presente Anexo.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad que les corresponda descrita en el apartado 21.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural, señalados en este Anexo.

**d) Terminales de almacenamiento, áreas de almacenamiento para usos propios o autoconsumo:**

En las terminales de almacenamiento, así como en las áreas de almacenamiento para usos propios o autoconsumo, incluidas las instalaciones y operaciones de trasvase, los sistemas de medición se deben 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 o autoconsumo, 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.

Las operaciones de entrega que se realicen en las áreas de almacenamiento para usos propios o autoconsumo deben corresponder a los volúmenes usados para el desarrollo de su actividad.

Se deben instalar medidores dinámicos en los ductos de 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 21.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI, señalados en este Anexo.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad que les corresponda descrita en el apartado 21.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural, señalados en este Anexo.

Tratándose de las operaciones de recepción y entrega de gas natural licuado en terminales de almacenamiento, de parte de personas que operen un medio de transporte que no se ubiquen en los supuestos a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción IV, la información del volumen se debe obtener de un sistema de medición que cumpla con la normatividad descrita en el apartado 21.7., fracciones II y VI de un tercero que cuente con acreditación emitida en términos de la LFMN, LIC o cualquier otra entidad reconocida internacionalmente.

Asimismo, se podrá realizar la recepción y entrega de producto mediante pesado, observando lo dispuesto en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, emitidas por la Comisión Reguladora de Energía, tomando en consideración que la información

sobre los registros del volumen de los Hidrocarburos y Petrolíferos debe registrarse en las unidades señaladas en el apartado 21.6.1.2.2., fracción III, inciso f).

**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, incluidas las instalaciones y operaciones de trasvase.

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. Tratándose de la distribución de gas natural por medio de ductos, lo dispuesto en este párrafo es aplicable a los equipos de medición y sus registros de volumen en cada uno de los puntos de inyección a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como en cada uno de los puntos de transferencia de custodia a otros permisionarios o usuarios finales y no será aplicable tratándose de instalaciones para consumo de gas natural del usuario final residencial.

Los ductos para transporte o distribución, ductos de salida a medios de almacenamiento, incluyendo aquéllos en las plantas de distribución, y ductos de descarga de autotanques, carrotanques y buquetanques, deben tener implementado un sistema de medición dinámica que debe cumplir con la normatividad que les corresponda descrita en el apartado 21.7., 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 21.7., 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.

Tratándose de las operaciones de recepción y entrega de gas licuado de petróleo en plantas de distribución e instalaciones de aprovechamiento, los tanques podrán contar con indicador de nivel de líquido, mecánico de operación manual o automática para indicar el nivel, de conformidad con la NOM-001-SESH-2014, Plantas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción y condiciones seguras en su operación, o aquella que la sustituya.

Los permisionarios de distribución de Gas L.P. que utilicen los sistemas para medición y despacho de Gas L.P. en su fase líquida en autotanques, deberán observar lo dispuesto en la Norma Oficial Mexicana NOM-259-SE-2022, Sistemas para Medición y Despacho de Gas L.P., Requisitos y especificaciones, publicada en el DOF el 28 de junio de 2024, o aquella que la sustituya.

**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 los dispensadores.

Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 21.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI, señalados en este Anexo.

Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 21.7., fracciones I y III, incisos a), b) y c), que les corresponda, señalados en este Anexo.

Los totalizadores generales deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 21.7., fracción III, inciso b), que les corresponda, señalados en este Anexo.

En las estaciones de gas licuado de petróleo para carburación, los tanques podrán contar con indicador de nivel de líquido, mecánico de operación manual o automática para indicar el nivel, de conformidad con la NOM-001-SESH-2014, Plantas de distribución de Gas L.P. Diseño, construcción y condiciones seguras en su operación, o aquella que la sustituya.

Los permisionarios de expendio al público en estaciones de servicio con fin específico y multimodales de Gas L.P., deberán observar lo dispuesto en la Norma Oficial Mexicana NOM-259-SE-2022, Sistemas para Medición y Despacho de Gas L.P., Requisitos y especificaciones, publicada en el DOF el 28 de junio de 2024, o aquella que la sustituya.

#### **21.5.1. 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 11 de febrero y 2 de agosto de 2016, 11 de diciembre de 2017, 23 de febrero de 2021 y 27 de noviembre de 2023 o aquellos que los sustituyan.
- 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 o aquellas que las sustituyan.
- 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 o aquellas que las sustituyan.
- 4.** Normatividad referida en el presente Anexo, incluyendo el apartado 21.7. o aquella que la sustituya, 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 aquella 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, cuando la tecnología empleada lo permita, 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 radiación 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 21.6. 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, cuando la tecnología empleada lo permita:
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 al apartado 21.5.1., 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 una entidad de acreditación, de conformidad con la LIC o conforme su Transitorio Sexto.



- v. Medición por servomecanismo o flotador.
  - vi. Medición de tipo flotador con indicador magnético de operación manual o automática.
  2. Certificado de Calibración válido.
  3. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radiación y/o electromagnéticas, cuando la tecnología empleada lo permita.
  4. Instalación y operación en cumplimiento a las especificaciones y recomendaciones del fabricante.
  5. Cumplimiento con la normatividad listada en el apartado 21.7., 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.
- f) Tratándose de almacenamiento en autotanques, carrotanques o similares en las operaciones de transporte o distribución, el nivel del producto se puede determinar con medidores mecánicos (manuales o visuales), basados en:
1. Marcas volumétricas.
  2. Una ventana graduada.
  3. Otros dispositivos de medición con una escala graduada (con una mirilla o un tubo externo que permita determinar el nivel desde fuera del tanque).
  4. Cinta de nivel o similares.
- 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 transfiere a través de ductos de transporte o distribución, ductos de salida a medios de almacenamiento y ductos de descarga a autotanques, carrotanques o buquetanques;
- Además de lo señalado 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.
  2. Certificado de Calibración válido.
  3. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radiación y/o electromagnéticas, cuando la tecnología empleada lo permita.
  4. Instalación y operación en cumplimiento a las especificaciones y recomendaciones del fabricante.

5. Cumplimiento con la normatividad listada en el apartado 21.7., fracciones I y III, para medición de líquidos, IV para medición de gases, y VI, señalados en este Anexo.
  - 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 señalado en la fracción I del presente apartado, 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 aquéllas que las sustituyan.
- 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.

#### **21.6. 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 21.5. del presente Anexo.

- II. La información a que se refiere el Anexo 23 contenida en los dictámenes de laboratorio u obtenida de instrumentos en línea para cromatografía y densidad que determinen el tipo de Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate.
- 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 21.6.1.2.4. de este Anexo.

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

#### **21.6.1. Requerimientos de funcionalidad de los programas informáticos**

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

##### **21.6.1.1. 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.



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 acreditados por la instancia competente.
  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. En caso de que los equipos para llevar controles volumétricos no cuenten con la funcionalidad para detectar una falla o condición anómala de manera automática, se deberá registrar de manera manual en la bitácora.
- 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 21.6.1.1., 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.
12. Reanudación de operaciones. En caso de que no se atienda en un plazo máximo de setenta y dos horas, cualquier falla o condición anómala de los componentes de los equipos y programas informáticos para llevar controles volumétricos, como fallas de comunicación o energía y sistemas de medición con calibración no válida, contadas a partir de que estas se presenten.

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:

Canal de comunicación.

Dispensarios.

Sistemas de medición.

5. Tipo de evento.

Ejemplos:

Problemas de calibración.

Falla en sistema de medición.

Falla de energía eléctrica.

6. Descripción del evento.

#### 21.6.1.2. Información a recopilar

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

##### 21.6.1.2.1. Datos generales

I. Identificación del contribuyente:

- a) Clave en el RFC.
- b) Clave en el RFC del representante legal.
- c) Clave en el RFC del o de los proveedores de equipos y programas para llevar controles volumétricos.
- d) Carácter con el que actúa para efectos regulatorios: contratista, asignatario, permisionario o usuario.
- e) Número de Permiso vigente expedido por la SENER o la CNE, o Asignación o Contrato expedido por la SENER.

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

- a) Clave de identificación.

Ejemplos:

Para identificar una refinería se emplea la clave REF-0001.

Para identificar un área contractual del tipo terrestre, se emplea la clave ACL-TRE-0045.

Para identificar una estación de servicio, se emplea la clave EDS-0001.

- b) Descripción.

Ejemplo:

Para una estación de servicio se emplea la siguiente descripción: E.S. ubicada en Av. México 3000, conformada por 2 tanques de 50,000 litros y 8 dispensarios.

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

Ejemplos:

PR08	Petróleo.
PR09	Gas Natural.
PR10	Condensados.
PR07	Gasolinas.
PR03	Diésel.
PR11	Turbosina.
PR12	Gas licuado de petróleo.
PR14	Propano.

**III.** Equipos:

Todos los tanques, ductos, pozos, dispensarios y sistemas de medición utilizados para llevar el control volumétrico deben tener una clave de identificación asignada por el contribuyente al momento de darse de alta.

La información que se debe recopilar es la siguiente:

**a)** Tanques o medios de almacenamiento:

**1.** Clave de identificación.

Ejemplo:

TQS-TDA-0001. Se emplea para identificar un tanque en una terminal de almacenamiento.

**2.** Localización y/o descripción.

Ejemplo:

Tanque de almacenamiento ubicado en la terminal 2 de reparto Gas LP 3456.

**3.** Capacidades del tanque o medio de almacenamiento.

**4.** Vigencia de Calibración o Cubicación.

**5.** Sistemas de medición. Se deben registrar los sistemas de medición instalados en el medio de almacenamiento, indicando si se trata de sistemas estáticos o dinámicos asignándoles una clave y registrando su descripción o localización, vigencia de calibración e incertidumbre de medición.

**6.** Recepciones, entregas y existencias.

**b)** Ductos (de transporte o distribución, de entrada o salida a medios de almacenamiento, de carga o descarga a medios de transporte o distribución):

**1.** Clave de identificación.

Ejemplos:

DUC-TRA-001. Se emplea para identificar un ducto de transporte de gas natural.

DUC-SDA-002. Se emplea para identificar un ducto de salida de un tanque de almacenamiento de turbosina.

DUC-DES-004. Se emplea para identificar una manguera de descarga de un autotanque de distribución de gas licuado de petróleo.

**2.** Localización y/o descripción.

Ejemplo:

Ducto de descarga del autotank de clave TQS-ATQ-1234 de distribución de gas licuado de petróleo.

**3.** Diámetro del ducto en pulgadas.**4.** Sistemas de medición. Se deben registrar los sistemas de medición instalados en cada ducto asignándoles una clave y registrando su descripción o localización, vigencia de calibración e incertidumbre de medición.**5.** Capacidad gas talón.**6.** Recepciones y entregas.**c)** Pozos:**1.** Clave de identificación.

Ejemplo:

POZ-NOBLES0001DEL. Se emplea para identificar un pozo delimitador del área contractual NOBLES.

**2.** Descripción.

Ejemplo:

Pozo delimitador ubicado en el área contractual México 45, profundidad 4,534 m.

**3.** Sistemas de medición. Se deben registrar los sistemas de medición instalados en cada pozo asignándoles una clave y registrando su descripción o localización, vigencia de calibración e incertidumbre de medición.**4.** Recepciones y entregas.**d)** Dispensarios:**1.** Clave de identificación.

Ejemplos:

DISP-0004. Se emplea para identificar el dispensario de una estación de servicio.

**2.** Sistemas de medición. Se deben registrar los sistemas de medición instalados en cada dispensario asignándoles una clave y registrando su descripción o localización, vigencia de calibración e incertidumbre de medición.**3.** Mangueras.

Ejemplo:

DISP-0004-MGA-0002. Se emplea para identificar una manguera.

**4.** Entregas.**e)** Sistemas de medición.**1.** Medición estática.

Ejemplos:

Para identificar el sistema de medición estático de un tanque en una estación de servicio se emplea SME-STQ-EDS-0021.

Para identificar el sistema de medición estático de un semirremolque se emplea SME-SMR-TRA-0444.

**2. Medición dinámica.****i. Para Tanque.**

Ejemplo:

Para identificar el sistema de medición dinámico de un tanque a la entrada de una instalación de almacenamiento para usos propios, se emplea la clave SMD-ETA-TQS-USP-0026.

**ii. Para Ducto.**

Ejemplos:

Para identificar el sistema de medición dinámico de un ducto de descarga a medios de transporte o distribución se emplea la clave SMD-DUC-DES-0054.

Para identificar el sistema de medición dinámico de un ducto de transporte de gas natural se emplea la clave SMD-DUC-TRA-3433.

**iii. Para Pozo.**

Ejemplos:

Para identificar el sistema de medición dinámico de un pozo delimitador del campo Sol se emplea la clave SMD-POZ-SOL-0001DEL.

Para identificar el sistema de medición dinámico de un pozo desviado del campo Medianoche se emplea la clave SMD-POZ-Medianoche-1000DES.

**iv. Para Dispensario.**

Ejemplo:

Para identificar el sistema de medición dinámico de un dispensario en una estación de servicio se emplea la clave SMD-DISP-0004.

**21.6.1.2.2. 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 5, fracción XII de la LSH, 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.
  - c)** Fecha de la operación.
  - d)** Hora de la operación.
  - e)** Clave en el RFC del proveedor/cliente (recepción/entrega).
  - f)** Volumen recibido/entregado expresado en la unidad de medida que corresponda y poder calorífico tratándose del gas natural, conforme a lo siguiente:

1. Tratándose de petróleo y condensados, la unidad de medida es el barril.
2. Tratándose de gas natural, las unidades de medida son el metro cúbico y el Megajoule/metro cúbico. Excepto para los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción I, para los que las unidades de medida son el pie cúbico y el BTU/pie cúbico.
3. 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.

- 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 veinticuatro 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.
  3. Fecha del registro.
  4. Hora del registro.
  5. Volumen de existencias entregado por el sistema de medición, expresado en la unidad de medida que corresponda y poder calorífico del gas natural, conforme a lo siguiente:
    - i. Tratándose de petróleo y condensados, la unidad de medida es el barril.
    - ii. Tratándose de gas natural, las unidades de medida son el metro cúbico y el Megajoule/metro cúbico. Excepto para los contribuyentes a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracción I, para los que las unidades de medida son el pie cúbico y el BTU/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.
  6. 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.

**21.6.1.2.3. 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 acreditado por la instancia competente, que haya emitido el dictamen correspondiente, así como número de folio y fecha de emisión. En caso de que la información sea obtenida a través de instrumentos instalados en línea para cromatografía o densidad, no será necesario reportar lo dispuesto en la presente fracción.
- II. Para Hidrocarburos, en el punto de medición designado por la SENER:
- a) Del petróleo:
1. Densidad 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:
- a) Densidad del aceite, expresada en grados API a una posición decimal.
- b) Contenido de azufre, expresado en porcentaje a una posición decimal.
- IV. Para gas natural y condensados, tratándose de los sujetos a que se refiere la regla 2.6.1.2., fracciones II a VIII:
- a) Poder calorífico promedio expresado en Megajoule/metro cúbico para el gas natural y MMBTU, tratándose de condensados.
- V. Para gasolinas:
- a) Índice de octano.
- b) Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.
- VI. Para diésel:
- a) Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.
- VII. Para turbosina:
- a) Porcentaje del combustible no fósil en la mezcla.
- VIII. Para gas licuado de petróleo:
- a) Porcentaje del propano en la mezcla.
- b) 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.

**21.6.1.2.4. 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 21.4.3. de este Anexo, es la siguiente:

- I. Clave en el RFC del emisor o receptor (adquisición o enajenación) y, en su caso, del prestador o prestatario del servicio, según corresponda.
- II. Folio fiscal del CFDI.
- III. 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.
- IV. Tratándose de los CFDI de los servicios, el tipo y descripción del servicio prestado, así como el importe total del servicio.

**21.6.1.2.5. 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 21.4.3. de este Anexo, es la siguiente:

- I. Punto de exportación.
- II. Punto de internación.
- III. 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.

**21.6.1.3. Requerimientos del almacenamiento de la información**

El almacenamiento de la información debe cumplir lo siguiente:

- I. Toda la información almacenada debe contar con mecanismos de prevención contra la eliminación de la información o su borrado sin las autorizaciones correspondientes. Cualquier modificación realizada a la información almacenada debe quedar registrada mediante bitácoras.
- II. Toda la información que se almacene debe estar interrelacionada e integrada en una base de datos, la cual debe cumplir las siguientes especificaciones:
  - a) Ser del tipo relacional.
  - b) Contar con una herramienta para gestión de la base de datos.
  - c) Soportar intercambio de datos bajo estándar JSON y/o XML.

**21.6.1.4. 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 21.6.1.3. de este Anexo.

- II. La generación de los reportes de información diarios y mensuales conforme a las especificaciones y características técnicas para su generación publicadas en el Portal del SAT.
- III. El firmado de los reportes con la firma electrónica del contribuyente emitida 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 2.8.1.6., fracción III.

Adicionalmente, el programa informático debe cumplir con los requerimientos de funcionalidad informática publicados en el Portal del SAT.

#### **21.6.2. Requerimientos de seguridad**

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

- I. El programa informático para llevar controles volumétricos debe contar con documentación técnica, que debe incluir:
  - a) Arquitectura.
  - b) Flujo de Datos.
  - c) Modelo y Diccionario de Datos.
  - d) Diagrama de implementación.
  - e) Manuales de usuarios.
  - f) Roles de usuarios.
- II. El programa informático debe contar con control de acceso, de acuerdo a las políticas y procedimientos de control de accesos definidos por el contribuyente.
- III. Se deberá contar con procedimientos formales para restringir y controlar la asignación y uso de los privilegios de acceso al programa informático.
- IV. Se debe realizar periódicamente (por lo menos cada seis meses) una revisión y depuración de los usuarios y privilegios de acceso existentes en el programa informático y activos tecnológicos asociados, para corroborar que sigan vigentes.
- V. Establecer y aplicar procedimientos formales de generación, asignación y gestión de contraseñas para el acceso al programa informático, que incluyan como mínimo:
  - a) Reglas para la creación de contraseñas (longitud mínima de ocho caracteres que incluyan mayúsculas, minúsculas, números, caracteres especiales y no reutilizar contraseñas).
  - b) Las contraseñas deben de estar encriptadas al permanecer almacenadas y utilizar canales de comunicación encriptados.
  - c) Procedimiento de asignación de contraseñas (responsivas).
  - d) Actualización periódica de contraseñas.
- VI. El programa informático debe contar con sesiones que expiren después de diez minutos como máximo de inactividad.
- VII. Se debe implementar la creación y resguardo de bitácoras donde se almacenen los eventos de seguridad (aplicativo, base de datos y sistema operativo). Las bitácoras deben ser resguardadas por lo menos durante seis meses, a partir de la operación del programa informático. Las bitácoras de eventos deben tener acceso controlado sólo a personal autorizado y se debe guardar un registro de la consulta de estas, por

el mismo periodo de resguardo de bitácoras, las bitácoras deben contener como mínimo los siguientes elementos:

- a) Fecha y hora de los eventos de seguridad.
- b) Usuario.
- c) IP origen.
- d) MacAddress.
- e) Registro de intentos de acceso fallidos.
- f) Registro de accesos exitosos.
- g) Registro de actividad de los usuarios.
- h) Registro de inicio y fin de cierre de sesión.
- i) Registro de cierre de sesión ya sea por inactividad o por parte del usuario.
- j) Registro de consulta de las bitácoras.
- k) Registro de errores y/o excepciones en la operación del programa informático.

**VIII.** El programa informático debe contar con un proceso de control de cambios, que deberá incluir como mínimo:

- a) Estimación de impacto de cambios.
- b) Pruebas.
- c) Autorización.
- d) Liberación de cambios.
- e) Reversos de cambios.
- f) Versión del programa informático para llevar controles volumétricos.

**IX.** Los ambientes de desarrollo, pruebas y producción deben estar separados física o lógicamente unos de otros y todos deben tener su propia administración de accesos.

**X.** Se debe contar con el registro documental que permita sustentar la titularidad del programa informático de control volumétrico.

**XI.** Se debe contar con identificador único (hash con un algoritmo al menos SHA256 o firma digital) del programa informático de control volumétrico que permita sustentar su autenticidad e integridad.

**XII.** El programa informático debe tener aplicada y documentada una línea base de seguridad que debe incluir como mínimo:

- a) Implementación de autenticación de los usuarios (internos o clientes).
- b) Implementación de mecanismo de no repudio de transacciones.
- c) Protección contra inyección de código.
- d) Inicio de sesión mediante mecanismo de autenticación de usuarios.
- e) Validación de datos de entrada/salida para evitar errores en el procesamiento de la información.
- f) Manejo de errores.

**XIII.** La información procesada por el programa informático debe encontrarse cifrada en su almacenamiento y transferencia.

**XIV.** Se debe contar con políticas y procedimientos para la generación de respaldos de la información.

- XV.** Los servicios del programa informático que se encuentren expuestos para el consumo web, deberán contar con mecanismos de criptografía como lo son el uso de certificados digitales para proteger el acceso y el consumo del servicio.
- XVI.** Todos los activos tecnológicos asociados al programa informático para llevar controles volumétricos, deberán contar con una solución de protección contra código malicioso instalada y actualizada.
- XVII.** Se deben realizar y documentar de manera anual pruebas de seguridad al programa informático para llevar controles volumétricos y a los activos tecnológicos que dan soporte al mismo, así como seguimiento a los hallazgos identificados en las pruebas.
- XVIII.** La red en donde resida el programa informático para llevar controles volumétricos debe contar con dispositivos de prevención o detección de Intrusos cuyas firmas estén actualizadas.
- XIX.** La red debe estar protegida con dispositivos de seguridad perimetral que apliquen listas de control de acceso a nivel red y preferentemente a nivel aplicativo.
- XX.** Las redes deben estar segmentadas por su direccionamiento y tipo de tráfico (productivo y gestión).
- XXI.** Los medios donde se almacenen respaldos o información asociada a la operación del programa informático deberán estar sujetos a un procedimiento formal de destrucción o borrado seguro en caso de baja, disposición o reutilización.
- XXII.** Se debe contar con una política y procedimientos para la gestión de incidentes de seguridad relacionados con el programa informático para llevar controles volumétricos.
- XXIII.** Se debe planear, monitorear y ajustar el uso de activos tecnológicos y recursos operativos para asegurar el desempeño requerido por el programa informático por lo menos durante doce meses. Se debe dar cumplimiento a las medidas necesarias identificadas durante la planeación y monitoreo.
- XXIV.** Todos los activos tecnológicos relacionados al programa informático para llevar controles volumétricos deben estar claramente identificados en un inventario de activos.
- XXV.** Se debe contar con acuerdos de confidencialidad firmados por el personal involucrado en el desarrollo e implementación del programa informático para llevar controles volumétricos.

#### **21.7. Referencias normativas**

- I.** Normas y estándares de aplicación general en el diseño e instalación de sistemas, equipos e instrumentos de medida.
  - a)** NMX-CH-140-IMNC-2002. Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones.
  - b)** NMX-Z055-IMNC-2009. Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM).
  - c)** ISO 5168-2006. Medición de flujo de fluidos – Procedimientos para la evaluación de Incertidumbres.
  - d)** ISO GUM (JCGM 100). Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones.
  - e)** API RP 551. Instrumentos de medición en los procesos.
  - f)** 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.
    - 1.** ISO 4266-1. Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 1: Medición de nivel en tanques atmosféricos.

2. 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).
3. ISO 4266-4. Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 4: Medición de temperatura en tanques atmosféricos.
4. 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).
5. ISO 4269. Petróleo y productos líquidos derivados - calibración del tanque mediante la medición de líquido - método incremental utilizando medidores volumétricos.
6. ISO 6578. Hidrocarburos líquidos refrigerados - Medición estática – Cálculo.
7. ISO 7507-1. Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 1: Método de cintas.
8. ISO 7507-2. Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 2: Método de línea óptica de referencia.
9. ISO 7507-3. Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 3: Método de triangulación óptica.
10. ISO 7507-4. Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos verticales - Parte 4: Método interno electro-óptico de medición de distancia.
11. 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.
12. ISO 8022. Sistemas de Medición de Petróleo - Calibración - correcciones de temperatura para el uso al calibrar tanques probadores volumétricos.
13. ISO 8310. Hidrocarburos ligeros refrigerados - Los termopares y termómetros de resistencia - La Medición de la temperatura en los tanques que contengan gases licuados.
14. ISO 10574. Hidrocarburos ligeros refrigerados - Medición de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados.
15. ISO 12917-1. Petróleo y productos líquidos derivados - Calibración de tanques cilíndricos horizontales - Parte 1: Los métodos manuales.
16. 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.
17. API MPMS 2.2A (ISO 7507-1). Medición y calibración de tanques cilíndricos verticales por el método manual utilizando cintas.
18. API MPMS 2.2B (ISO 7507-2). Calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método de triangulación óptica.
19. ISO-7507-3 (API MPMS 2.2C). Calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método de triangulación óptica.
20. API MPMS 2.2D. Calibración de tanques cilíndricos verticales utilizando el método interno electro-óptico de medición de distancia.
21. API MPMS 2.2E (ISO 12917-1). Calibración de tanques cilíndricos horizontales – Parte 1: Métodos manuales.

22. ISO-12917-2 (API MPMS 2.2F). Calibración de tanques cilíndricos horizontales – Parte 2: Método interno electro-óptico de medición de distancia.
  23. API MPMS 3.1A. Práctica estándar de medición en tanques para la medición manual de petróleo y productos derivados del petróleo.
  24. API MPMS 3.1B. Práctica estándar para la medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios mediante la medición automática de tanques.
  25. 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.
  26. API MPMS 3.6. Medición de hidrocarburos líquidos mediante sistemas híbridos de medición de tanques.
  27. API MPMS 7. Determinación de temperatura.
  28. API MPMS 12.1.1. Cálculo de cantidades estáticas de petróleo - Parte 1: tanques cilíndricos verticales y embarcaciones marinas.
  29. API MPMS 14.4. Convirtiendo masa de líquidos y vapores de gas natural a volúmenes de líquido equivalentes.
  30. API MPMS 19. Medición de pérdidas por evaporación.
  31. API MPMS 19.1. Pérdidas por evaporación en tanques de techo fijo.
  32. API MPMS 19.2. Pérdidas por evaporación en tanques de techo flotante.
  33. API MPMS 19.4. Práctica recomendada para la especificación de pérdidas por evaporación.
  34. API STD 2552. Método estándar para medición y calibración de esferas y esferoides por el método dimensional (método geométrico).
  35. ISO-4269 (API STD 2555/ASTM D 1406). Calibración de tanques por el método húmedo (método volumétrico).
  36. OIML R 85-1. Medidores automáticos de nivel para medir el nivel de líquido en tanques de almacenamiento fijos.
  37. ISO 18132-2. Hidrocarburos ligeros refrigerados – Requerimientos generales para medidores automáticos de nivel – Parte 2: Medidores en tanques refrigerados terrestres – Edición 2008.
- b) Para autotanques, carrotanques y buquetanques.**
1. NMX-CH-146-IMNC-2008. Metrología – Carrotanques y autotanques – Clasificación, características, verificación y métodos de calibración.
  2. ISO 4266-2. Medición de nivel y temperatura en tanques de almacenamiento por métodos automáticos – Parte 2: Medición de nivel en embarcaciones marinas.
  3. API MPMS 2.7. Calibración de tanques de barcaza.
  4. API MPMS 2.8A. Calibración de tanques en buques y barcasas oceánicas.
  5. 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.
  6. API STD 2554 (ASTM D 1409). Medición y calibración de carrotanques.
  7. OIML R 80-1. Autotanques y carrotanques con medición de nivel - Parte 1: Requisitos metroológicos y técnicos.

8. ISO 18132-1:2011. Hidrocarburos refrigerados y combustibles gaseosos licuados no provenientes de petróleo – Requerimientos generales para medidores automáticos de nivel – Parte 1: Medidores automáticos de nivel para gas natural licuado a bordo de buques y almacenes flotantes.
- III.** Normas y estándares para la Medición dinámica de Hidrocarburos y Petrolíferos líquidos.
- a) Aplicación en diseño.
    1. API MPMS 5.1. Consideraciones generales para la medición por medio de medidores.
    2. API MPMS 5.4. Accesorios para medidores de líquidos.
    3. 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.
    1. 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.
    2. 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.
    3. ISO 2714. Hidrocarburos líquidos – Medición volumétrica mediante medidores de desplazamiento diferentes a bombas dispensadoras.
    4. ISO 2715. Hidrocarburos líquidos – Medición volumétrica mediante sistemas de medidor de turbina.
    5. ISO 4124. Hidrocarburos líquidos – Medición Dinámica – Control estadístico de los sistemas de medición volumétricos.
    6. ISO 6551. Petróleo Líquido/Gas – fidelidad y seguridad de la medición dinámica.
    7. ISO 9951. Medición de flujo de gas en tuberías cerradas - Medidores de turbina.
    8. ISO 10789-1. Medición de flujo de fluido en tuberías cerradas – Medidores ultrasónicos para gas - Medidores para transferencia de custodia y medición de asignación.
    9. 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).
    10. ISO 12242. Medición de flujo de fluido en tuberías cerradas – Medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito para líquido.
    11. API MPMS 5.2. Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de desplazamiento.
    12. API MPMS 5.3. Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de turbina.
    13. API MPMS 5.6. Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de Coriolis.
    14. API MPMS 5.8. Medición de hidrocarburos líquidos por medio de medidores de flujo ultrasónico con tecnología de tiempo de tránsito.
    15. API MPMS 21.2. Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica – Medición electrónica del volumen líquido utilizando medidores de desplazamiento positivo y turbinas.

16. API MPMS 21.2-A1. Adenda 1 a Medición de Flujo utilizando sistemas de medición electrónica, de masa inferida.
17. OIML R 117-1. Sistemas de medición dinámicos para líquidos distintos del agua.

**c) Probadores.**

1. ISO 7278-1. Hidrocarburos líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 1: Principios generales.
2. ISO 7278-2. Hidrocarburos líquidos - Sistemas para probar contadores volumétricos - Medición dinámica - Parte 2: Probadores de tipo tubería.
3. ISO 7278-3. Hidrocarburos Líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 3: Técnicas de interpolación de pulso.
4. ISO 7278-4. Hidrocarburos Líquidos - Medición dinámica - Sistemas de pruebas para medidores volumétricos - Parte 4: Guía para operadores de probadores de tipo tubería.
5. API MPMS 4.1. Introducción (Probadores).
6. API MPMS 4.2. Probadores de desplazamiento.
7. API MPMS 4.4. Probadores de tanques.
8. API MPMS 4.5. Probadores del medidor maestro.
9. API MPMS 4.6. Interpolación de pulso.
10. API MPMS 4.7. Métodos de prueba estándar en campo.
11. API MPMS 4.8. Operación de sistemas de probadores.
12. API MPMS 4.9.1. Introducción a la determinación del volumen de los probadores de desplazamiento y de tanque.
13. API MPMS 4.9.2. Determinación del volumen del probador de desplazamiento y Tanque, por el método de calibración "Waterdraw".
14. API MPMS 4.9.3. Determinación del volumen de probadores de desplazamiento por el método de calibración del medidor maestro.
15. API MPMS 4.9.4. Determinación del volumen de probadores de desplazamiento y de tanques por el método de calibración gravimétrico.
16. API MPMS 13.2. Métodos estadísticos de evaluación de los datos de probadores de medidores.

**d) Cálculos.**

1. 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.
2. 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.
3. 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 "Waterdraw".
4. 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.**

1. API MPMS 5.5. Fidelidad y seguridad de los sistemas de transmisión de datos de pulsos de medición de flujo.

2. API MPMS 11.1. Datos de propiedades físicas (factores de corrección del volumen) (todas las secciones y mesas pertinentes, incluyendo rutinas de computación).
  3. 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.
  4. 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.
  5. API MPMS 11.2.4. Corrección de temperatura para los volúmenes de LNG y Tablas GLP 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, 60E.
  6. API MPMS 11.2.5. Correlación de presión de vapor simplificada para uso NGL comerciales.
  7. API MPMS 11.3.2.1. Densidad de etileno.
  8. API MPMS 11.3.3.2. Compresibilidad de polipropileno.
  9. API MPMS 11.5. Intraconversión de densidad / peso / volumen.
  10. API MPMS 12.2.1. Cálculo de cantidades de petróleo usando métodos de medición dinámica y factores de corrección del volumen -Parte 1: Introducción.
  11. 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.
  12. 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.
  13. API MPMS 12.3. Cálculo de contracción volumétrica por fusión de hidrocarburos livianos con petróleo crudo.
  14. 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.**
- a) NOM-003-SECRE-2011. Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
  - b) NMX-CH-5167-1-IMNC-2009. 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.
  - c) NMX-CH-5167-2-IMNC-2010. 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.
  - d) 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.
  - e) ISO 9951. Medición del flujo del gas en conductos cerrados – Medidores de turbina.
  - f) 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).
  - g) ISO 15970. Gas Natural – Propiedades de Medición – Propiedades Volumétricas: densidad, temperatura, presión y factor de compresión.

- h) 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.
  - i) AGA Reporte No. 3. Medición por medio de placa de orificio de gas natural y otros fluidos de hidrocarburos asociados.
  - j) AGA Reporte No. 5. Medición de energía del gas combustible.
  - k) AGA Reporte No. 7. Medición de gas natural por medio de medidores de turbina.
  - l) AGA Reporte No. 9. Medición de gas por medio de medidores ultrasónicos multitrayectorias.
  - m) AGA Reporte No. 10. Velocidad del sonido en el gas natural y en otros gases de hidrocarburos asociados.
  - n) AGA Reporte No. 11. Medición de gas natural por medio de medidores de Coriolis.
  - ñ) 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).
  - o) 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).
  - p) API MPMS 14.9. Medición de gas natural por medio de medidores de Coriolis.
  - q) API MPMS 21.1. Medición electrónica del gas.
  - r) Energy Institute 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.
- a) API MPMS 20.3. Medición de flujo multifásico.
- VI. Normas y estándares relacionados con la gestión y gerencia de la medición.
- a) NMX-CC-10012-IMNC. Sistemas de gestión de las mediciones – Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición.
  - b) NMX-EC-17020-IMNC. Criterios generales para la operación de varios tipos de unidades (organismos) que desarrollan la verificación (inspección).
  - c) NMX-EC-17025-IMNC. Requisitos generales para la competencia de laboratorios de ensayo y calibración.
  - d) NMX-CC-19011-IMNC. Sistemas de Gestión de la Calidad – Requisitos (ISO 9001).
  - e) API MPMS 20.0. Medición asignación de petróleo y gas natural.
  - f) ISO/DIS 28460. Industrias del petróleo y del gas natural – Instalación y equipamiento para gas natural licuado – Interface del buque a la costa y operaciones portuarias. Edición 2009.

Atentamente.

Ciudad de México, a 17 de diciembre de 2025.- En suplencia por ausencia del Jefe del Servicio de Administración Tributaria, con fundamento en el artículo 4, primer párrafo del Reglamento Interior del Servicio de Administración Tributaria, firma el Administrador General Jurídico, Lic. **Ricardo Carrasco Varona**.-  
Rúbrica.