|  |  |
| --- | --- |
| **OT ${nomenclatura}** | **FECHA ${fecha\_revision}** |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **REQUISITO DE LOS ANEXOS 30 Y 31 DE LA RESOLUCIÓN MISCELANEA FISCAL PARA**  **2024** | **CUMPLE** | | **NO APLICA** | **OBSERVACIONES** |
| **SI** | **NO** |
| **NUMERAL 31.2; I; b) DEL ANEXO 31 DE LA RESOLUCIÓN MISCELÁNEA FISCAL PARA 2024:**  ANEXO 30 DE LA RESOLUCIÓN MISCELÁNEA FISCAL PARA 2024: | | | | |
| Numeral 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. | ${si1} | ${no1} | ${noaplica1} | ${observaciones1} |
| II. La cantidad de sistemas de medición requeridos para la cuantificación del volumen, dependerá de las instalaciones o proceso de que se trate. | ${si2} | ${no2} | ${noaplica2} | ${observaciones2} |
| 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 CNH, en donde se llevará a cabo la medición del volumen de los Hidrocarburos producidos al amparo de un Contrato o  Asignación. | ${si3} | ${no3} | ${noaplica3} | ${observaciones3} |
| 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 30.7., fracciones I, V y VI, señalados en este Anexo. | ${si4} | ${no4} | ${noaplica4} | ${observaciones4} |
| Se deben realizar registros de la producción diaria y la producción acumulada mensual. | ${si5} | ${no5} | ${noaplica5} | ${observaciones5} |
| 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. | ${si6} | ${no6} | ${noaplica6} | ${observaciones6} |
| 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. | ${si7} | ${no7} | ${noaplica7} | ${observaciones7} |
| Se deben seleccionar los medidores conforme a los requisitos metrológicos: características  de los fluidos, intervalos de medición y condiciones técnicas u operativas del proceso. | ${si8} | ${no8} | ${noaplica8} | ${observaciones8} |
| Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI | ${si9} | ${no9} | ${noaplica9} | ${observaciones9} |
| Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad que les corresponda descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural, señalados en este Anexo. | ${si10} | ${no10} | ${noaplica10} | ${observaciones10} |
| 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. | ${si11} | ${no11} | ${noaplica11} | ${observaciones11} |
| 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. | ${si12} | ${no12} | ${noaplica12} | ${observaciones12} |
| Se deben seleccionar los medidores conforme a los requisitos metrológicos: características de los fluidos, intervalos de medición y condiciones técnicas u operativas del proceso. | ${si13} | ${no13} | ${noaplica13} | ${observaciones13} |
| Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracciones I y II, que les corresponda, así como VI. | ${si14} | ${no14} | ${noaplica14} | ${observaciones14} |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad que les corresponda descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural. | | | ${si15} | ${no15} | ${noaplica15} | ${observaciones15} |
| 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. | | | ${si16} | ${no16} | ${noaplica16} | ${observaciones16} |
| 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. | | | ${si17} | ${no17} | ${noaplica17} | ${observaciones17} |
| 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. | | | ${si18} | ${no18} | ${noaplica18} | ${observaciones18} |
| 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 | | | ${si19} | ${no19} | ${noaplica19} | ${observaciones19} |
| Se deben seleccionar los medidores conforme a los requisitos metrológicos: características de los fluidos, intervalos de medición y condiciones operativas del proceso. | | | ${si20} | ${no20} | ${noaplica20} | ${observaciones20} |
| Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7.,  fracciones I y II, que les corresponda, así como VI, señalados en este Anexo. | | | ${si21} | ${no21} | ${noaplica21} | ${observaciones21} |
| Los medidores dinámicos deben cumplir con la normatividad que les corresponda descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas natural, señalados en este Anexo. | | | ${si22} | ${no22} | ${noaplica22} | ${observaciones22} |
| 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 30.7., fracciones II y VI de un tercero que cuente con acreditación emitida en términos de la LFMN, LIC o cualquier otra entidad reconocida  internacionalmente. | | | ${si23} | ${no23} | ${noaplica23} | ${observaciones23} |
| 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. | | | ${si24} | ${no24} | ${noaplica24} | ${observaciones24} |
| 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. | | | ${si25} | ${no25} | ${noaplica25} | ${observaciones25} |
| 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. | | | ${si26} | ${no26} | ${noaplica26} | ${observaciones26} |
|  | 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. |  | ${si27} | ${no27} | ${noaplica27} | ${observaciones27} |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 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 que les corresponda descrita en el apartado 30.7., fracciones I y VI, así como III para el petróleo o, IV para el gas  natural. | ${si28} | ${no28} | ${noaplica28} | ${observaciones28} | |
| 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. | ${si29} | ${no29} | ${noaplica29} | ${observaciones29} | |
| 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 aquélla que la sustituya. | ${si30} | ${no30} | ${noaplica30} | ${observaciones30} | |
| 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. | ${si31} | ${no31} | ${noaplica31} | ${observaciones31} | |
| Las operaciones de recepción que se realicen en las estaciones de servicio deben corresponder a los volúmenes recibidos. | ${si32} | ${no32} | ${noaplica32} | ${observaciones32} | |
| Se deben instalar medidor(es) estático(s) en el (los) tanque(s) de almacenamiento y  dinámico(s) en los dispensadores. | ${si33} | ${no33} | ${noaplica33} | ${observaciones33} | |
| Los medidores estáticos deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7.,  fracciones I y II, que les corresponda, así como VI. | ${si34} | ${no34} | ${noaplica34} | ${observaciones34} | |
| 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. | ${si35} | ${no35} | ${noaplica35} | ${observaciones35} | |
| Los totalizadores generales deben cumplir con la normatividad descrita en el apartado 30.7., fracción III, inciso b), que les corresponda. | ${si36} | ${no36} | ${noaplica36} | ${observaciones36} | |
| 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 aquélla que la sustituya. | ${si37} | ${no37} | ${noaplica37} | ${observaciones37} | |
| 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 11 de febrero y 2 de agosto de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021. | ${si38} | ${no38} | ${noaplica38} | ${observaciones38} | |
| 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. | ${si39} | ${no39} | ${noaplica39} | ${observaciones39} | |
| 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. | ${si40} | ${no40} | ${noaplica40} | ${observaciones40} | |
| 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. | ${si41} | ${no41} | ${noaplica41} | ${observaciones41} | |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 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. | ${si42} | ${no42} | ${noaplica42} | ${observaciones42} |
| 2. Sistemas de medición. | ${si43} | ${no43} | ${noaplica43} | ${observaciones43} |
| 3. Responsabilidad y competencia del personal que opera los sistemas de medición. | ${si44} | ${no44} | ${noaplica44} | ${observaciones44} |
| 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. | ${si45} | ${no45} | ${noaplica45} | ${observaciones45} |
| 2. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radicación y/o electromagnéticas. | ${si46} | ${no46} | ${noaplica46} | ${observaciones46} |
| 3. Ser estable y tolerante a fallas eléctricas y de comunicación. | ${si47} | ${no47} | ${noaplica47} | ${observaciones47} |
| 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. | ${si48} | ${no48} | ${noaplica48} | ${observaciones48} |
| 5. No debe existir ningún elemento mecánico o electrónico adicional que permita alterar la  información. | ${si49} | ${no49} | ${noaplica49} | ${observaciones49} |
| 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). | ${si50} | ${no50} | ${noaplica50} | ${observaciones50} |
| ii. Presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera). | ${si51} | ${no51} | ${noaplica51} | ${observaciones51} |
| 2. Para Petrolíferos: | | | | |
| i. Temperatura 20 °C (293.15 K). | ${si52} | ${no52} | ${noaplica52} | ${observaciones52} |
| ii. Presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera). | ${si53} | ${no53} | ${noaplica53} | ${observaciones53} |
| 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. | ${si54} | ${no54} | ${noaplica54} | ${observaciones54} |
| ii. Instalación y operación conforme a lo dispuesto en el apartado 30.5.1., fracción I, inciso a), en función de la variable a medir y la tecnología a emplear. | ${si55} | ${no55} | ${noaplica55} | ${observaciones55} |
| iii. Calibración válida, realizada por un laboratorio acreditado por una entidad de acreditación, de conformidad con lo establecido en la LFMN o en la LIC. | ${si56} | ${no56} | ${noaplica56} | ${observaciones56} |
| iv. Placa de identificación del elemento. | ${si57} | ${no57} | ${noaplica57} | ${observaciones57} |
| 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. | ${si58} | ${no58} | ${noaplica58} | ${observaciones58} |
| 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. | ${si59} | ${no59} | ${noaplica59} | ${observaciones59} |
| iii. Calibración válida, realizada por un laboratorio acreditado por una entidad de acreditación, de conformidad con lo establecido en la LFMN o en la LIC. | ${si60} | ${no60} | ${noaplica60} | ${observaciones60} |
| iv. Placas de identificación de los elementos. | ${si61} | ${no61} | ${noaplica61} | ${observaciones61} |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 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) y la regulación de la CNH o la CRE que le corresponda. | ${si62} | ${no62} | ${noaplica62} | ${observaciones62} |
| 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. | ${si63} | ${no63} | ${noaplica63} | ${observaciones63} |
| iii. Operación continua y sin perturbaciones durante el proceso de medición. | ${si64} | ${no64} | ${noaplica64} | ${observaciones64} |
| iv. Funciones de seguridad para garantizar la integridad de la información y algoritmos de cálculo. | ${si65} | ${no65} | ${noaplica65} | ${observaciones65} |
| 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. | ${si66} | ${no66} | ${noaplica66} | ${observaciones66} |
| 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 una entidad de acreditación, de conformidad con lo establecido  en la LFMN o en la LIC. | ${si67} | ${no67} | ${noaplica67} | ${observaciones67} |
| b) El Hidrocarburo o Petrolífero de que se trate debe estar en condiciones de reposo total. | ${si68} | ${no68} | ${noaplica68} | ${observaciones68} |
| 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). | ${si69} | ${no69} | ${noaplica69} | ${observaciones69} |
| ii. Medición eléctrica (medidor capacitivo o inductivo). | ${si70} | ${no70} | ${noaplica70} | ${observaciones70} |
| iii. Medición bajo principio de presión hidrostática (medidor manométrico, presión diferencial y membrana). | ${si71} | ${no71} | ${noaplica71} | ${observaciones71} |
| iv. Medición bajo principio magnetostrictivo, tratándose de estaciones de servicio, según corresponda. | ${si72} | ${no72} | ${noaplica72} | ${observaciones72} |
| v. Medición por servomecanismo o flotador | ${si73} | ${no73} | ${noaplica73} | ${observaciones73} |
| vi. Medición de tipo flotador con indicador magnético de operación manual o automática. | ${si74} | ${no74} | ${noaplica74} | ${observaciones74} |
| 2. Certificado de Calibración válido. | ${si75} | ${no75} | ${noaplica75} | ${observaciones75} |
| 3. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radiación y/o  electromagnéticas. | ${si76} | ${no76} | ${noaplica76} | ${observaciones76} |
| 4. Instalación y operación en cumplimiento a las especificaciones y recomendaciones del fabricante. | ${si77} | ${no77} | ${noaplica77} | ${observaciones77} |
| 5. Cumplimiento con la normatividad listada en el apartado 30.7., fracciones I, II y VI, que le  correspondan. | ${si78} | ${no78} | ${noaplica78} | ${observaciones78} |
| d) Contar con los Elementos secundarios para calcular el volumen del medio de  almacenamiento a condiciones de referencia. | ${si79} | ${no79} | ${noaplica79} | ${observaciones79} |
| e) Contar con el Elemento terciario. | ${si80} | ${no80} | ${noaplica80} | ${observaciones80} |
| 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: | ${si81} | ${no81} | ${noaplica81} | ${observaciones81} |
| a) Marcas volumétricas. | ${si82} | ${no82} | ${noaplica82} | ${observaciones82} |
| b) Una ventana graduada. | ${si83} | ${no83} | ${noaplica83} | ${observaciones83} |
| c) Otros dispositivos de medición con una escala graduada (con una mirilla o un tubo | ${si84} | ${no84} | ${noaplica84} | ${observaciones84} |
| d) Cinta de nivel o similares. | ${si85} | ${no85} | ${noaplica85} | ${observaciones85} |
| 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 entrada/salida a medios de almacenamiento y ductos de carga/descarga a autotanques, carrotanques o buquetanques. | ${si86} | ${no86} | ${noaplica86} | ${observaciones86} |
| 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). | ${si87} | ${no87} | ${noaplica87} | ${observaciones87} |
| ii. Medidores de desplazamiento positivo. | ${si88} | ${no88} | ${noaplica88} | ${observaciones88} |
| iii. Medidores tipo turbina. | ${si89} | ${no89} | ${noaplica89} | ${observaciones89} |
| iv. Medidores ultrasónicos. | ${si90} | ${no90} | ${noaplica90} | ${observaciones90} |
| v. Medidores de Coriolis. | ${si91} | ${no91} | ${noaplica91} | ${observaciones91} |
| vi. Medidores multifásicos, tratándose de medición a boca de pozo o de recolección. | ${si92} | ${no92} | ${noaplica92} | ${observaciones92} |
| 2. Certificado de Calibración válido. | ${si93} | ${no93} | ${noaplica93} | ${observaciones93} |
| 3. Disponer de mecanismos de mitigación a perturbaciones de radiación y/o  electromagnéticas. | ${si94} | ${no94} | ${noaplica94} | ${observaciones94} |
| 4. Instalación y operación en cumplimiento a las especificaciones y recomendaciones del  fabricante. | ${si95} | ${no95} | ${noaplica95} | ${observaciones95} |
| 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. | ${si96} | ${no96} | ${noaplica96} | ${observaciones96} |
| b) Contar con los Elementos secundarios para calcular el volumen a condiciones de  referencia. | ${si97} | ${no97} | ${noaplica97} | ${observaciones97} |
| c) Contar con el Elemento terciario. | ${si98} | ${no98} | ${noaplica98} | ${observaciones98} |
| 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. | ${si99} | ${no99} | ${noaplica99} | ${observaciones99} |
| 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. | ${si100} | ${no100} | ${noaplica100} | ${observaciones100} |
| 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. | ${si101} | ${no101} | ${noaplica101} | ${observaciones101} |
| 2. Escalable, para interconectar todos los dispensarios requeridos. | ${si102} | ${no102} | ${noaplica102} | ${observaciones102} |
| 3. Procesamiento paralelo en todos los canales a los dispensarios. | ${si103} | ${no103} | ${noaplica103} | ${observaciones103} |
| 4. Estable y tolerante a fallas o interferencias por defectos en dispensarios, cables de comunicación o red eléctrica. | ${si104} | ${no104} | ${noaplica104} | ${observaciones104} |
| 5. Proteger la información de la venta de combustible ante posibles fallas en el sistema eléctrico o fallas en el dispensario. | ${si105} | ${no105} | ${noaplica105} | ${observaciones105} |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 6. Canales de comunicación aislados y blindados entre sí, garantizando la transferencia de información y una operación confiable, aún para transacciones simultáneas. | | | | | ${si106} | ${no106} | ${noaplica106} | ${observaciones106} | |
| 7. Permitir al programa informático obtener la información del volumen entregado por cada dispensario en general y por cada manguera en particular. | | | | | ${si107} | ${no107} | ${noaplica107} | ${observaciones107} | |
| 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. | | | | | ${si108} | ${no108} | ${noaplica108} | ${observaciones108} | |
| **NUMERAL 31.2; I; c) DEL ANEXO 31 DE LA RESOLUCIÓN MISCELÁNEA FISCAL PARA 2024** | | | | | | | | | |
| c)El proveedor del servicio de verificación debe evaluar el cumplimiento normativo de los sistemas de medición; del sistema de gestión de las mediciones que se tenga implementado; de las competencias del personal involucrado; así como, su conformidad con los requisitos del Anexo 30 de la RMF.  Para obtener su confirmación metrológica, la verificación de los sistemas de medición debe incluir los siguientes aspectos: | | | | | | | | | |
| 1. Análisis del entorno de operación:  El proveedor del servicio de verificación debe obtener y analizar la información de la forma de operación del proceso donde se encuentre el sistema de medición a verificar, de modo que conozca las condiciones de operación prevalecientes en dicho proceso, e identificar los elementos que conforman el sistema de medición (elementos primarios, secundarios y  terciarios). | | | | | ${si109} | ${no109} | ${noaplica109} | ${observaciones109} | |
| 2. Análisis de la correcta selección de la tecnología de medición empleada:  El proveedor del servicio de verificación debe analizar y evaluar si el principio de medición y el tipo de medidor (elemento primario) empleado en el sistema de medición es apropiado para el uso requerido. En este análisis se debe tomar en cuenta lo  siguiente: | | | | | | | | | |
| i. Las condiciones de operación del proceso (temperaturas, presiones, intervalos de flujo, niveles, etc.). | | | | | ${si110} | ${no110} | ${noaplica110} | ${observaciones110} | |
| ii. El tipo de hidrocarburo o petrolífero. | | | | | ${si111} | ${no111} | ${noaplica111} | ${observaciones111} | |
| iii. El dimensionamiento del medidor de acuerdo a sus capacidades de diseño y a los intervalos de operación a los que está sujeto. | | | | | ${si112} | ${no112} | ${noaplica112} | ${observaciones112} | |
| iv. Las características de desempeño establecidas por el fabricante (exactitud, curvas de error, repetibilidad, tiempo de respuesta estabilidad, etc.). | | | | | ${si113} | ${no113} | ${noaplica113} | ${observaciones113} | |
| 3. Inspección y evaluación del diseño de la instalación:  Dependiendo de la tecnología de medición empleada, el proveedor del servicio de verificación debe analizar y evaluar si el diseño de la instalación cumple con lo que marca la normatividad y las mejores prácticas de la industria recomendadas para dicha  tecnología. En este análisis se debe evaluar: | | | | | | | | | |
| i. El arreglo de tuberías del diseño (longitudes de tramos rectos, ubicación de codos,  válvulas, acondicionadores de flujo, etc.). | | | | | ${si114} | ${no114} | ${noaplica114} | ${observaciones114} | |
| ii. Diámetros de tuberías y dimensiones de los medios de almacenamiento. | | | | | ${si115} | ${no115} | ${noaplica115} | ${observaciones115} | |
| iii. Ubicación de elementos primarios y secundarios y sus correspondientes tomas de proceso. | | | | | ${si116} | ${no116} | ${noaplica116} | ${observaciones116} | |
| iv. Presencia de vibraciones, ruido u otras perturbaciones y métodos utilizados para su minimización o eliminación. | | | | | ${si117} | ${no117} | ${noaplica117} | ${observaciones117} | |
| v. Integridad mecánica. | | | | | ${si118} | ${no118} | ${noaplica118} | ${observaciones118} | |
| vi. Materiales de construcción utilizados (sobre todo los que están en contacto con el hidrocarburo o petrolífero). | | | | | ${si119} | ${no119} | ${noaplica119} | ${observaciones119} | |
| vii. Instalación eléctrica acorde a la clasificación del área. | | | | | ${si120} | ${no120} | ${noaplica120} | ${observaciones120} | |
| viii. Normatividad aplicable de acuerdo a la tecnología empleada. | | | | | ${si121} | ${no121} | ${noaplica121} | ${observaciones121} | |
| ix. Recomendaciones de instalación del fabricante del equipo. | | | | | ${si122} | ${no122} | ${noaplica122} | ${observaciones122} | |
| x. Las demás que considere necesarias para la evaluación del diseño. | | | | | ${si123} | ${no123} | ${noaplica123} | ${observaciones123} | |
| 4. Análisis y evaluación de la operación del sistema de medición: | | | | | | | | | |
| El proveedor del servicio de verificación debe analizar y evaluar, si la operación del sistema de medición se lleva a cabo de acuerdo a las referencias normativas listadas en el apartado 30.7. del Anexo 30 de la RMF, y/o a los manuales y recomendaciones del fabricante. Este análisis y evaluación debe incluir: | | | | | | | | | |
|  | **ELABORÓ:** | **REVISÓ Y AUTORIZÓ:** | **COPIA CONTROLADA ENTREGADA A:** | | | | | |  |
| ING.JOSÉ EDMUNDO CABRERA VARGAS | ING. JORGE LÓPEZ BENÍTEZ | SISTEMA DE GESTION DE CALIDAD | | | | | |
| **GERENTE TECNICO SUSTITUTO** | **DIRECTOR GENERAL** | **FECHA:** | **1 DE ABRIL DE 2024** | | | | |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| i. La periodicidad con que los elementos primarios y secundarios utilizados son verificados y calibrados contra estándares de referencia. | ${si124} | ${no124} | ${noaplica124} | ${observaciones124} |
| ii. La concordancia entre el intervalo de medición calibrado de los elementos primarios y secundarios y los intervalos de medición de la operación del proceso. | ${si125} | ${no125} | ${noaplica125} | ${observaciones125} |
| iii. La compatibilidad, integridad y calidad de los tipos de señales de comunicación entre los elementos primarios y secundarios con el elemento terciario (computador de flujo o  volumen). | ${si126} | ${no126} | ${noaplica126} | ${observaciones126} |
| iv. El apego a las normas o estándares de las ecuaciones de cálculo utilizadas por los  elementos terciarios. | ${si127} | ${no127} | ${noaplica127} | ${observaciones127} |
| v. La correspondencia del sistema de unidades utilizado en el cálculo de volúmenes. | ${si128} | ${no128} | ${noaplica128} | ${observaciones128} |
| vi. Las condiciones base o de referencia utilizadas en el algoritmo de cálculo. | ${si129} | ${no129} | ${noaplica129} | ${observaciones129} |
| vii. La cantidad de cifras significativas que se deben aplicar. | ${si130} | ${no130} | ${noaplica130} | ${observaciones130} |
| viii. La validación del cálculo con respecto a un modelo matemático | ${si131} | ${no131} | ${noaplica131} | ${observaciones131} |
| 5. Revisión del sistema de gestión de las mediciones:  El proveedor del servicio de verificación debe analizar y evaluar si el sistema de medición cuenta con un sistema de gestión, en apego a la NMX-CC-10012-IMNC-2004 "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. En este análisis se debe: | | | | |
| i. Revisar la configuración del computador de flujo o volumen y verificar que cuente con un control de acceso, como por ejemplo una contraseña, para evitar cualquier alteración, cambio no autorizado o accidental en sus parámetros de configuración de la sección de cálculos. | ${si132} | ${no132} | ${noaplica132} | ${observaciones132} |
| ii. Verificar que se lleve un registro de todos los cambios o ajustes realizados, tanto a la configuración del computador de flujo o volumen, como a los demás elementos del sistema  de medición. | ${si133} | ${no133} | ${noaplica133} | ${observaciones133} |
| iii. Verificar que el personal involucrado en el proceso de medición y la administración de los sistemas de medición está facultado para desempeñar las tareas asignadas; dicho personal deberá contar con conocimientos en metrología de flujo, en sistemas de gestión y en el uso de herramientas estadísticas. | ${si134} | ${no134} | ${noaplica134} | ${observaciones134} |
| iv. Revisar que se tenga un control documental mediante la integración de un expediente del sistema de medición; dicho expediente debe contener, de manera general | | | | |
| a. Censo de todos los elementos del sistema. | ${si135} | ${no135} | ${noaplica135} | ${observaciones135} |
| b. Especificaciones técnicas de los elementos del sistema. | ${si136} | ${no136} | ${noaplica136} | ${observaciones136} |
| c. Planos y diagramas del sistema de medición. | ${si137} | ${no137} | ${noaplica137} | ${observaciones137} |
| d. Manuales y/o procedimientos de operación, verificación y mantenimiento. | ${si138} | ${no138} | ${noaplica138} | ${observaciones138} |
| e. Certificados de calibración, tratándose de los dispensarios de estaciones  de servicio el resultado aprobatorio de una verificación realizada para el cumplimiento de  la NOM-005-SCFI-2017. | ${si139} | ${no139} | ${noaplica139} | ${observaciones139} |
| f. Reportes de laboratorio del hidrocarburo o petrolífero de que se trate. | ${si140} | ${no140} | ${noaplica140} | ${observaciones140} |
| 6. Revisión de la existencia de programas de mantenimiento y verificación, así como del registro de la realización de éstos, de acuerdo a un procedimiento documentado para mantener en condiciones óptimas los elementos del sistema de medición: | | | | |
| i. Revisar la existencia de programas de verificación y calibración, así como verificar la aplicación de éstos, para determinar si los instrumentos de medición cuentan con certificados de calibración con información vigente, de acuerdo al programa de verificación y calibración. | ${si141} | ${no141} | ${noaplica141} | ${observaciones141} |
| ii. Verificar que se lleva un seguimiento estadístico de las variables de control asociadas al sistema de medición y que éstas no sobrepasen los límites de control establecidos. | ${si142} | ${no142} | ${noaplica142} | ${observaciones142} |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| iii. Evaluar la estimación de incertidumbre con base en la norma NMX-CH-140-IMNC-2002 "Guía para la Expresión de Incertidumbre en las Mediciones", cuya declaratoria de vigencia por parte de la Secretaría de Economía fue publicada en el DOF el 17 de febrero de 2003, o aquélla que la sustituya, la cual debe realizarse con información actualizada, para verificar que las características metrológicas de los elementos asociados en la medición, las cuales pueden ser obtenidas de las especificaciones del fabricante y/o de los certificados de calibración, permiten alcanzar los niveles de incertidumbre especificados de acuerdo a la aplicación. | ${si143} | ${no143} | ${noaplica143} | ${observaciones143} |

**INSTRUCCIONES PARA LLEVAR A CABO LA INSPECCIÓN**

**EN CONCORDNACIA CON EL NUMERAL 31.2; I; DEL ANEXO 31 DE LA RESOLUCIÓN MISCELÁNEA FISCAL PARA 2024**

En el supuesto de que los sistemas de medición de los contribuyentes que soliciten el servicio de verificación, cuenten con un informe o dictamen vigente emitido por una Unidad de Verificación de Medición de Hidrocarburos acreditada por una entidad de acreditación, o por una empresa especializada en materia de medición de hidrocarburos y petrolíferos autorizada por la Comisión Reguladora de Energía, el proveedor del servicio de verificación lo tomará como válido y verificará, en caso de existir, las observaciones y no conformidades reportadas en el informe o dictamen. En este caso, el proveedor procederá a verificar los programas informáticos de conformidad con la fracción II de este apartado.

En cualquier otro supuesto distinto al señalado en el párrafo anterior, en la verificación de los sistemas de medición se deberá cumplir lo siguiente:

1. La verificación debe realizarse en 3 etapas:
   1. Recopilar, analizar y evaluar la información documental existente.
   2. Realizar un levantamiento de información en sitio, verificando y complementando la información documental revisada.
   3. Procesar toda la información recopilada de manera documental y en sitio, para identificar hallazgos y generar conclusiones y recomendaciones.

**${nombre\_inspector} (INSPECTOR)**