

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Resolución CNH.06.001/11 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los Lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.- Comisión Nacional de Hidrocarburos.

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA, EDGAR RENE RANGEL GERMAN, JAVIER HUMBERTO ESTRADA ESTRADA, GUILLERMO CRUZ DOMINGUEZ VARGAS y ALMA AMERICA PORRES LUNA, Comisionado Presidente y Comisionados, respectivamente, integrantes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 2, 3 y 4, fracciones III, V, VI, VII, XII, XIII, XV, XVI, XVIII, XIX, XX, XXII y XXIII, de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 11 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 11, 12, 14, 16, 30 último párrafo, 31 y 32 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, así como 11 y 22 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, al tenor de los siguientes:

CONSIDERANDOS

Que Petróleos Mexicanos, en su calidad de entidad pública y único operador del Estado Mexicano responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación, debe contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen la información de la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en todos y cada uno de los pozos, baterías de separación de aceite y gas y ductos sean éstos en tierra o costa afuera, hasta los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias y a clientes en puntos de venta.

Que en atención a lo anterior, y con base en lo dispuesto por la Ley Federal de Derechos, en sus artículos 258 Quintus, y Primero y Tercero Transitorios del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativa al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos”, publicado por el Titular del Ejecutivo Federal en el Diario Oficial de la Federación el jueves 18 de noviembre de 2010, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) debe emitir los lineamientos a los que quedarán sujetos los sistemas de medición de volúmenes extraídos de petróleo crudo y gas natural, instalados en cada pozo, campo y punto de transferencia de custodia.

Que en la elaboración de los presentes Lineamientos Técnicos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos intercambió argumentos técnicos y administrativos con Petróleos Mexicanos (PEMEX), tanto con la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), como P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. y Pemex Exploración y Producción (PEP).

Que PEP ha emitido instrumentos administrativos internos, tales como el Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos 2007-2010 y el Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en PEP 2011-2015, los cuales han sido considerados por la Comisión, como elementos sustantivos para la elaboración de los presentes Lineamientos Técnicos.

Que la medición de hidrocarburos es una materia que está basada en normas técnicas y estándares, por lo que los presentes Lineamientos Técnicos están basados en la normatividad nacional e internacional vigente, y la emisión de normas adicionales y complementarias a los presentes Lineamientos Técnicos, deberán estar armonizadas conforme los estándares internacionales.

Que la medición de los hidrocarburos, tanto de volúmenes extraídos como vendidos, forma parte esencial del proceso de la estimación de las reservas de hidrocarburos.

Que para la medición de los volúmenes extraídos de hidrocarburos, es necesario emplear métodos de medición directa e indirecta, desde los pozos, hasta su transferencia de custodia y entrega para venta final.

Que a través de la emisión de los presentes Lineamientos Técnicos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos establece las bases normativas que regularán los sistemas de medición de los hidrocarburos extraídos, desde los pozos hasta los puntos de venta interna y externa pasando por los puntos de transferencia de custodia interna.

Que el objetivo a corto plazo de la Comisión al expedir los presentes Lineamientos Técnicos, es cubrir una primera etapa en la que PEMEX y las diferentes entidades gubernamentales interesadas -en particular la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)-, cuenten con mecanismos de medición de gas y aceite que incrementen la certidumbre respecto a la producción nacional de hidrocarburos y a la venta de los mismos; ya sea al mercado nacional o para exportación. Asimismo, dichos mecanismos de medición deberán permitir conocer la calidad y volúmenes de los hidrocarburos en distintos puntos clave del sistema, aplicando para ello equipos y prácticas equiparables conforme a las mejores prácticas internacionales de la industria.

Que el objetivo de mediano plazo de la Comisión es que a partir de 2015, PEMEX cuente con sistemas de medición de hidrocarburos similares o mejores a los de las compañías internacionales que se dedican a la Exploración y Producción de aceite, gas y condensados.

Que para poder cumplir con los objetivos planteados en estos Lineamientos Técnicos, PEMEX deberá presentar a la Comisión un Documento sustantivo sobre el "Diagnóstico de la Situación Actual que Guarda la Medición de Hidrocarburos en PEP". Dicho documento deberá incluir desde la extracción de hidrocarburos, hasta los puntos de venta interna y externa. Con base en este documento, junto con las observaciones y dictámenes que emita la Comisión, servirán como base para elaborar un programa de trabajo anual y multianual que contemple la planeación, programación y ejecución de lo que se espere alcanzar en el periodo 2012-2015 en materia de medición.

Que el liderazgo, compromiso y la participación activa de la alta dirección de PEMEX son esenciales para desarrollar y mantener un sistema de gerencia de medición en cumplimiento de estos lineamientos para lograr beneficios de todas las partes interesadas y en particular cumplir lo establecido en la Ley Federal de Derechos.

Que atendiendo a lo anterior y con base en el mandato legal conferido a este órgano desconcentrado en la Ley de su creación y demás disposiciones aplicables, para la emisión de la regulación a la que quedarán sujetas las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite la siguiente:

RESOLUCION CNH.06.001/11 POR LA QUE LA COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS DA A CONOCER LOS LINEAMIENTOS TECNICOS DE MEDICION DE HIDROCARBUROS

Capítulo I

Disposiciones Generales

Artículo 1. De los objetivos de los presentes lineamientos. Los presentes lineamientos son obligatorios para Petróleos Mexicanos y su organismo subsidiario Pemex Exploración y Producción y tienen por objeto establecer los elementos, requerimientos técnicos y operacionales que en todo momento deben observarse en la planeación, diseño, operación y evaluación de los sistemas de medición de los hidrocarburos, de acuerdo con las siguientes bases normativas:

- I. Petróleos Mexicanos está obligado a mantener un estricto control de la cuantificación de los hidrocarburos, a través de un sistema de la gestión y gerencia de la medición de los volúmenes y calidades de hidrocarburos que se producen, transportan, almacenan, o transfieren en custodia o hasta el despacho para su venta a otra subsidiaria o para exportación. Dicha obligación se traduce en un esfuerzo de mejora continua, para garantizar que la medición de hidrocarburos esté conforme a los estándares y a las mejores prácticas de la industria a nivel internacional.
- II. Petróleos Mexicanos, a través de su subsidiaria Pemex Exploración y Producción es responsable del diseño, operación y administración de los sistemas de medición de los hidrocarburos, en las actividades de exploración y explotación de petróleo, gas y condensados.
- III. La Comisión Nacional de Hidrocarburos establecerá, a través de los presentes lineamientos, los procesos de revisión, evaluación y supervisión del cumplimiento de los principios y criterios generales de medición de los hidrocarburos en las actividades de exploración y producción de los mismos.
- IV. Con base en los presentes lineamientos, Petróleos Mexicanos y la Comisión Nacional de Hidrocarburos establecerán un Plan Estratégico de Medición que definirá un plan de trabajo anual en esta materia. Lo anterior, con el objeto de programar la realización de acciones y adoptar medidas viables y realizables, que permitan dar certidumbre a las actividades de medición de los hidrocarburos.
- V. Que con base en el Plan Estratégico de Medición y como parte de la gestión y gerencia de medición, se buscará alcanzar que en la cadena de producción existan para la medición los sistemas telemétricos confiables y seguros que lleven a una medición automatizada generando con ello datos que estarán a disposición de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 2. De los sistemas de medición de Pemex. Los sistemas de medición de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos deberán:

- I. Permitir constatar que los volúmenes y calidades de hidrocarburos extraídos, transferidos y vendidos correspondan a lo reportado documentalmente, tanto a esta Comisión y a la Secretaría, como a la SHCP, de forma, que la información original de la medición, así como el control, evaluación y seguimiento de los sistemas de medición pueden ser auditados por terceros independientes, y constatados por las autoridades competentes.

- II. Conocer en todo momento las cantidades producidas, transportadas y transferidas en custodia o en puntos de venta de petróleo crudo y de gas, de Petróleos Mexicanos Exploración y Producción, hacia las subsidiarias Petróleos Mexicanos Refinación, Petróleos Mexicanos Gas y Petroquímica Básica o a P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V., para su exportación.
- III. Evaluar la cantidad y calidad de los hidrocarburos, con base en la cual se establecerá su valor económico o la causación del pago de impuestos correspondientes.
- IV. Realizar la medición de los hidrocarburos tanto, dinámicas dentro de los procesos de transporte, como estáticas de inventarios en tanques.
- V. Realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mesurables y rastreables los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, así como también la validación de la información, que permita realizar comparaciones y detección de causas de posibles variaciones en la medición.
- VI. Darle seguimiento y evaluación constante del funcionamiento de las instalaciones, y operaciones de los procesos, equipos e instrumentos de medición en general de los volúmenes y calidades de hidrocarburos producidos, consumidos y perdidos durante las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento.

Artículo 3. De los grados de incertidumbre en los sistemas de medición. Petróleos Mexicanos deberá contar con sistemas de medición a lo largo de la cadena de producción de hidrocarburos, desde los pozos, hasta los puntos de venta interna y externa, pasando por los procesos intermedios.

A través de dichos sistemas deberán disminuirse los grados de incertidumbre de medición, debiendo ser los puntos de medición para la transferencia de hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción, a otras subsidiarias, y para venta o exportación los más exactos, y utilizando mediciones directas e indirectas en los pozos y primeros separadores.

Los grados de incertidumbre máximos permisibles para las mediciones para la transferencia de hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción, a otras subsidiarias, y para venta interna y externa, serán aquellas establecidas en el Capítulo II de los presentes Lineamientos Técnicos.

Asimismo la SHCP será quien establezca los puntos de medición fiscal, con base en la cadena de producción y la incertidumbre asociada a los puntos de medición.

Artículo 4. Del diagnóstico inicial de los instrumentos, instalaciones y sistemas de medición de hidrocarburos actuales. A efecto de constatar el cumplimiento de los requerimientos señalados en los artículos 2 y 3 de los presentes lineamientos, Petróleos Mexicanos realizará un proceso de revisión y diagnóstico inicial del estado que guardan los instrumentos, instalaciones y sistemas de medición actuales, dentro de la cadena de producción.

Para tal efecto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Petróleos Mexicanos, a través de su subsidiaria Pemex Exploración y Producción, definirán un plan de trabajo que comience con la entrada en vigor de los presentes lineamientos, y que concluya a más tardar, el primero de enero de 2012.

Dicho plan de trabajo contemplará la ejecución de una serie de auditorías iniciales realizadas por terceros independientes avalados por este órgano desconcentrado.

Artículo 5. De los resultados del diagnóstico inicial. Como resultado del plan de trabajo referido en el artículo anterior, Petróleos Mexicanos deberá entregar a la Comisión, a más tardar el último día hábil de noviembre de 2011, la siguiente información:

- I. Diagnóstico inicial del estado de la medición entregado por Pemex.
- II. Resultados de las auditorías iniciales realizadas por los terceros independientes.
- III. La identificación de los puntos y sistemas de medición existentes y en proyecto de ejecución.
- IV. Propuestas de porcentajes máximos de incertidumbre para el periodo 2012 -2015 en lo referente a los volúmenes extraídos de aceite y gas en pozos y primeras baterías.
- V. Proyecto del Plan Estratégico de Medición para el periodo enero-diciembre 2012.

De manera paralela a estos trabajos, Petróleos Mexicanos y la Comisión desarrollarán los formatos e instructivos de actualización de la información complementarios a estos lineamientos.

Artículo 6. Del dictamen de la evaluación inicial de la Comisión y del Plan Estratégico de Medición para el periodo 2012. Con base en la información y documentos entregados por Petróleos Mexicanos conforme al artículo anterior, la Comisión contará con quince días hábiles para realizar sus observaciones y adecuaciones.

En caso de que la Comisión identifique faltantes en la documentación entregada, o bien presente inconsistencias notorias, prevendrá a Petróleos Mexicanos por una sola ocasión, dentro de los cinco días hábiles posteriores a la recepción de la misma, para que entregue la información faltante.

Por su parte, Petróleos Mexicanos contará con diez días hábiles para realizar las adecuaciones pertinentes conforme a las observaciones realizadas por la Comisión, al proyecto de Plan Estratégico de Medición para el periodo 2012 y, en su caso, exponer las razones por las cuales no realizó las adecuaciones solicitadas por la Comisión.

Posteriormente a la entrega de la versión final del documento de Plan Estratégico de Medición para el periodo enero–diciembre 2012, la Comisión lo inscribirá en el Registro Petrolero, así como su dictamen en el que realiza su evaluación inicial o diagnóstico del estado que guardan los instrumentos, instalaciones y sistemas de medición en general existentes.

Artículo 7. Del proceso de revisión anual del Plan Estratégico de Medición y de los dictámenes que emitirá la Comisión en esta materia.

Todos los años, y conforme a los presentes Lineamientos Técnicos y al calendario y programa de trabajo anual definido por Petróleos Mexicanos y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, será revisado el Plan Estratégico de Medición.

Dicho programa de trabajo contemplará un programa de auditorías anuales cuyos resultados deberán ser entregados a la Comisión, junto con el proyecto del Plan Estratégico de Medición para el siguiente periodo fiscal, a más tardar, el 15 de noviembre cada año. Lo anterior, de conformidad con los requisitos establecidos en el Capítulo V de los presentes Lineamientos Técnicos.

Una vez recibida dicha información, la Comisión emitirá las observaciones necesarias, a efecto de que puedan realizarse las adecuaciones pertinentes al proyecto del Plan Estratégico de Medición, para su posterior publicación en el Registro Petrolero, a más tardar el 31 de enero de cada año.

Artículo 8. De la frecuencia de la revisión (Auditorías) a los sistemas de medición. Los sistemas de medición deberán ser auditados por un tercero independiente, de acuerdo con la siguiente periodicidad:

- I. Sistemas de medición de transferencia de custodia y de ventas internas y externas serán evaluados, con una periodicidad mínima de un año.
- II. Sistemas de medición de volúmenes extraídos en pozos y primeras baterías serán evaluados por un tercero independiente, con una periodicidad mínima de tres años.

La frecuencia de la revisión podrá ser mayor según las normas oficiales de metrología a las que están sujetos los instrumentos y equipos de medición, o en el caso de que derivado de los resultados de auditorías o verificaciones previas, sean ordenadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior, en términos de lo dispuesto por el Capítulo IX de los presentes lineamientos.

Artículo 9. De la normatividad aplicable y elementos para cumplir con la regulación. La Comisión reconoce que las actividades de medición se realizan bajo normas nacionales y estándares internacionales de uso común en la industria en esta materia. Por tanto, en ausencia de normatividad interna para atender alguno de los elementos solicitados por la Comisión, y en el marco del proceso de revisión de los presentes Lineamientos Técnicos, PEMEX propondrá la utilización de estándares y normas internacionales, a efecto de que sean utilizados como guía o sirvan como referencia para permitir una mejor gestión y gerencia de la medición de hidrocarburos.

La Comisión evaluará la pertinencia de la incorporación de dichas normas y estándares al sistema de normatividad, con base en su relevancia, utilidad y oportunidad en su instrumentación y aplicación. De igual forma, las usará como criterios para evaluar el desempeño y gestión y gerencia de medición en la cadena de producción de los hidrocarburos.

Dichas normas internacionales servirán también como referencia y consulta para la elaboración de los procedimientos y normas internas de PEMEX, así como para la regulación técnica que emita la Comisión. Su expedición como norma técnica nacional se sujetará a lo dispuesto por la Ley Federal de Metrología y Normalización.

Artículo 10. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de los presentes lineamientos, se definen las siguientes palabras de uso frecuente o fundamental al entendimiento de los presentes lineamientos:

- I. **A.I. Activo Integral de Producción.**
- II. **Auditoría.** Procesos de monitoreo de desempeño y de identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes.
- I. **Bitácora de Registro.** Documento electrónico que debe registrar los eventos, ejecución de tareas, alarmas y demás eventos importantes sobre las corrientes y todos sus equipos organizados por región, activo, campo, pozo, e instalación con su correspondiente instrumentación incorporándose a una lista de equipos con su respectiva identificación (etiqueta).
- III. **Cadena de producción.** La secuencia de actividades de exploración y producción que tiene como objetivo la obtención de hidrocarburos líquidos y gaseosos en la superficie.
- IV. **Calibración.** Operación que bajo condiciones especificadas 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.
- V. **Características metroológicas.** Especificaciones particulares de los elementos integrantes de un sistema de medición, que pueden influir en los resultados de medición, algunas características son: alcance nominal, alcance de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, incertidumbre, intervalo de medición, error, linealidad, resolución, repetitividad y sensibilidad.
- VI. **CENAM.** Centro Nacional de Metrología.
- VII. **Comisión.** La Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- VIII. **Despacho.** Acción donde las GTDH entregan los hidrocarburos a los organismos subsidiarios, o empresas filiales transfiriéndoles la custodia.
- IX. **Entrega-recepción.** Acción donde los Activos Integrales entregan físicamente los hidrocarburos y transfieren su custodia a las GTDH y éstas reciben de los Activos Integrales físicamente los hidrocarburos y su custodia.
- X. **Gestión y Gerencia de Medición.** Sistema por el cual PEMEX realizará las funciones de gestión, control, supervisión y administración de los procesos de medición de los hidrocarburos, así como de la revisión y mantenimiento de las instalaciones y equipos a través de la cual se realizan dichas actividades.
- XI. **GTDH.** Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos.
- XII. **Incertidumbre de medición.** Parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían razonablemente, ser atribuidos al mensurando.
- XIII. **LFD.** Ley Federal de Derechos.
- XIV. **Ley Reglamentaria.** Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- XV. **LFMN.** Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- XVI. **Medición Fiscal.** Resultado de la cuantificación de volumen y calidad, obtenido a partir de sistemas de medición, y que es aplicado de manera oficial para la comercialización de hidrocarburos y pago de las contribuciones correspondientes.
- XVII. **Medición Operacional.** Medición que se realiza mediante el uso de equipos de medición en campo, sin propósitos de transferencia de custodia, venta interna o externa. La medición operacional es la medición requerida para el buen control de los procesos, de los pozos, separación, deshidratación, desgasificación, etc., así como de los niveles de los tanques de almacenamiento.
- XVIII. **Medición Referencial.** Medición que es comparada, calculada y utilizada con datos procedentes de los sistemas de medición con menor incertidumbre, estableciendo los principios de cómo corregir los valores producidos, bajo la consideración que la medición más confiable es la que se realiza en los puntos de venta por estar más estables y limpios los productos.
- XIX. **Mensurando.** Magnitud particular sujeta a medición.
- XX. **OIML.** Organización Internacional de Metrología Legal.
- XXI. **Patrón.** Medida materializada, instrumento de medición, material de referencia o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores de una magnitud para servir de referencia.

- XXII. PEMEX.** Petróleos Mexicanos.
- XXIII. PEP.** Petróleos Mexicanos Exploración y Producción.
- XXIV. PR.** Pemex Refinación.
- XXV. PPQ.** Pemex Petroquímica
- XXVI. PGPB.** Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- XXVII. PMI.** P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
- XXVIII. Principios metrológicos.** Conjunto de características metrológicas asociadas a un sistema de medición que aseguran que los resultados de sus mediciones son técnicamente confiables.
- XXIX. Prorratio.** Mecanismo de asignación de los volúmenes de producción extraídos a cada pozo, con base en datos de medición obtenidos con elevados valores de incertidumbre ajustados con las mediciones más exactas con menores valores de incertidumbre para validar los datos de la medición corriente arriba.
- XXX. Responsable Oficial.** Funcionario con nivel gerencial responsable de vigilar y reportar el desempeño de todos los diversos sistemas de medición y de transferencia de custodia, venta, referencial, operacional, que se encuentren bajo su jurisdicción y del envío regular de los datos requeridos a la Comisión, así como para atender a las consultas que los mismos originen.
- XXXI. Secretaría.** Secretaría de Energía.
- XXXII. SHCP.** Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- XXXIII. Sistemas de medición de hidrocarburos.** Conjunto de elementos físicos, equipos, instrumentos e instalaciones, así como también los principios metrológicos y normas y estándares a través de los cuales se cuantifican las cantidades o volúmenes de hidrocarburos que son producidos, consumidos, transportados o transferidos en custodia o en punto de venta, de petróleo crudo, gas natural y condensados.
- XXXIV. Transferencia de Custodia.** Acción donde un fluido es medido para transferir la responsabilidad del resguardo del hidrocarburo con propósitos de venta o traspaso de propiedad.
- XXXV. Traspaso.** Acción donde las GTDH se entregan físicamente entre sí los hidrocarburos, transfiriéndose la posesión y su custodia.
- XXXVI. Trazabilidad.** Propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón, tal que ésta pueda ser relacionada con referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas.
- XXXVII. VIM.** Vocabulario Internacional de Metrología

Para consultar otras definiciones referirse al Vocabulario Internacional de Metrología traducido por el Centro Nacional de Metrología. Adicionalmente servirán como referencia para la instrumentación y aplicación de los presentes lineamientos, en materia de medición, los principios establecidos en la normatividad nacional e internacional vigente, para términos de metrología, así como el glosario de términos contenido en el VIM.

Artículo 11. De la responsabilidad de Pemex de hacer cumplir los presentes lineamientos. De conformidad con el artículo 15 de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, PEMEX será responsable de que cualquier persona contratada por éste para proveer de bienes o servicios para realizar las actividades de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento de los hidrocarburos, cumpla con los presentes lineamientos.

Artículo 12. De la complementariedad de los presentes lineamientos a la regulación emitida por la Comisión. Los presentes lineamientos son complementarios a la Resolución CNH.06.002/09, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, respecto de la evaluación del cumplimiento de los numerales 12.5 y 12.7 para la medición de los hidrocarburos, y de la Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículo 13. De la actualización de los lineamientos. La Comisión realizará las modificaciones necesarias a los presentes lineamientos de manera periódica, en función a la actualización a las mejores prácticas en la industria y del desarrollo de los sistemas de gestión y gerencia de medición de hidrocarburos de Pemex.

Capítulo II

Principios, criterios generales y categorías de Medición

Artículo 14. Del principio de disminución continua de los niveles de incertidumbre. PEMEX deberá realizar una evaluación constante de la correcta combinación de equipos, instrumentos y sistemas informáticos, junto con los procedimientos operativos y el adiestramiento y experiencia del personal técnico, de ingeniería y de la gerencia, con el objeto de establecer un proceso de mejora continua, para disminuir los niveles de incertidumbre en la medición de los hidrocarburos.

Artículo 15. De la evaluación constante de la Comisión de los sistemas de medición. Para constatar el cumplimiento del principio anterior, la Comisión realizará evaluaciones periódicas conforme a los presentes Lineamientos Técnicos, de todos los proyectos de medición nuevos y de aquellos que sean modificados de forma sustantiva.

Dicha revisión se realizará en el marco de la revisión anual del Plan Estratégico de Medición, en donde PEMEX deberá sustentar ante la Comisión que los sistemas de medición propuestos se diseñarán y construirán de acuerdo a la normatividad vigente y a lo dispuesto en estos lineamientos.

Artículo 16. De la frecuencia de calibración. La frecuencia de calibración de los elementos de los sistemas de medición se deberá sustentar en los registros históricos, y se registrará por las tendencias de sus variables de control, mediante la aplicación de herramientas estadísticas, conforme está previsto en la normatividad vigente, y evitando así los periodos fijos de calibración.

Artículo 17. De la calibración y su trazabilidad. La calibración deberá realizarse utilizando equipos con trazabilidad a patrones nacionales e internacionales, ya sea a través del laboratorio primario de México, o por medio de laboratorios acreditados ante una entidad acreditadora. En este último caso, Petróleos Mexicanos deberá contar con el reporte o certificado de calibración correspondiente de dichas entidades acreditadoras, de acuerdo con lo dispuesto por la LFMN.

Artículo 18. De la información generada en los sistemas de medición, a través de las bitácoras de registro. La información generada por los sistemas de medición deberá ser almacenada y entregada, por medios informáticos, a la Comisión. Para tal efecto, Pemex deberá utilizar las Bitácoras de Registro que servirán como base y soporte en los procesos de auditoría. Lo anterior, de conformidad con lo dispuesto por los Capítulos VI -Documentación para información histórica y Bitácoras de Registro y del control de los sistemas de información de medición y validación- y VIII -De la información periódica que será remitida a la Comisión- de los presentes Lineamientos Técnicos.

Artículo 19. De la medición para ventas internas y externas. La medición de hidrocarburos para ventas internas y externas, entre GTDH, PGPB, PR, PPQ y PMI deberá efectuarse con sistemas de medición con la menor incertidumbre posible aplicando los principios metrológicos y en base a la normatividad vigente y donde aplique a lo indicado en los contratos comerciales.

Artículo 20. De la medición en los puntos de transferencia de custodia. En todo punto de transferencia de custodia entre cada Activo Integral y GTDHs y entre GTDHs, para cuantificar los volúmenes transferidos, deberá existir un sistema de medición que cumpla con los requerimientos establecidos en estos lineamientos y que el fluido a medir cumpla con las características metrológicas para ser medido.

Artículo 21. De la prioridad de la medición. Para poder cumplir con lo señalado en la Ley Federal de Derechos en su artículo 258 Quintus, Pemex deberá conseguir suficiencia presupuestal y, ante una posible restricción de recursos económicos, materiales y humanos, la medición en los puntos de venta tendrá prioridad sobre las mediciones efectuadas en el resto de la cadena de producción.

Artículo 22. De la verificación de la incertidumbre en los sistemas de medición. La estimación de la incertidumbre en la medición venta interna y externa y de transferencia de custodia, deberá verificarse mediante auditorías externas e internas.

Artículo 23. Del monitoreo de la medición. Toda medición para venta interna y externa y para transferencia de custodia deberá ser monitoreada por medio de sistemas telemétricos y en tiempo real mediante sistemas informáticos debidamente instalados en los puntos de medición.

Artículo 24. De la medición de la calidad en los hidrocarburos. En los puntos de venta interna y externa de los hidrocarburos, se deberán instalar equipos que permitan conocer la calidad de los hidrocarburos en función del producto a medir, tales como cromatógrafos de flujo continuo o a partir de un muestreo automático que estén preparados para cualquier mezcla que vaya a recibir.

Artículo 25. De la fuente de información única. Deberá existir un sistema único de información para el registro y despliegue de los datos de producción generados en la cadena de producción.

Artículo 26. De las verificaciones no programadas en los sistemas de medición. La Comisión podrá ordenar bajo circunstancias que la misma determine, sean éstas de carácter técnico, administrativo o de cualquier otro tipo, que se realicen verificaciones adicionales a las programadas dependiendo de situaciones específicas en ciertos puntos de medición.

Artículo 27. De la capacidad de medición en los paquetes de medición. En paquetes de medición de venta interna y externa y de transferencia de custodia la cantidad de corrientes de medición paralelos deberá ser tal que el máximo flujo de hidrocarburos se pueda medir con una de las corrientes fuera de operación, mientras que el resto de los medidores operarán dentro de su intervalo de funcionamiento especificado.

Artículo 28. De la prohibición de derivaciones. En los sistemas de transferencia de custodia, incluyendo aquellos donde se lleve a cabo la venta de hidrocarburos, está prohibida la instalación de derivaciones. Si existe posibilidad de desviación, deliberada, accidental o de emergencia del fluido que está siendo medido, los elementos tales como válvulas, bridas ciegas, deberán tener enclavamientos o candados y los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, siempre en cumplimiento con las recomendaciones de las normas o estándares aplicables.

Lo anterior deberá ser informado por PEMEX, dentro de las 48 horas posteriores a la identificación de esta situación.

Artículo 29. De la incertidumbre en la medición de venta externa de aceite. Para la medición de aceite, el valor de la incertidumbre máxima permitida para la medición de venta para exportación será de $\pm 0.3\%$ a partir de 2012 y de $\pm 0.25\%$ a partir de 2015.

Artículo 30. De la incertidumbre en la medición de venta interna de aceite. Para la medición de aceite, el valor de la incertidumbre máxima permitida para la medición de venta a otras subsidiarias será de $\pm 0.3\%$ a partir de 2012 y de $\pm 0.25\%$ a partir de 2015.

Artículo 31. De la incertidumbre en la medición de volúmenes extraídos en pozos y primeras baterías de aceite. El valor de incertidumbre para la medición de los volúmenes extraídos de aceite y condensados libres de agua será de $\pm 15\%$ a partir de 2012 y de $\pm 8\%$ a partir de 2015.

Artículo 32. De la incertidumbre en la medición de venta interna de gas. Para la medición de gas, el valor de la incertidumbre máxima permitida para la medición y que sea de venta interna será de $\pm 2.0\%$ a partir de 2012 y de $\pm 1.0\%$ a partir de 2015.

Artículo 33. De la incertidumbre en la medición de volúmenes extraídos, en pozos y primeras baterías de gas. El valor de incertidumbre para la medición de los volúmenes extraídos de gas libres de agua será de $\pm 15\%$ a partir de 2012 y de $\pm 10\%$ a partir de 2015.

Artículo 34. De la medición de condensados. Los condensados deberán ser reportados como líquidos y medidos a condiciones estándar para contabilización. Tanto el procedimiento para su contabilización como los parámetros que se apliquen para su medición serán los mismos que se utilicen para el aceite.

Artículo 35. De la medición referencial. La medición que es comparada, calculada y utilizada con datos procedentes de los sistemas de medición con menor incertidumbre, estableciendo los principios para corregir los valores obtenidos, bajo la consideración que la medición más confiable es la que se realiza en los puntos de venta por ser ahí más estable el flujo de los fluidos a medir y con menor contaminación.

Artículo 36. De la prioridad en las mediciones operacionales y referenciales. La medición referencial tiene preferencia sobre la medición operacional.

Artículo 37. De la incertidumbre en la medición operacional. El establecimiento del valor de la incertidumbre en la medición operacional del aceite y condensados se realizará conforme a las instalaciones objetivo.

Artículo 38. De la medición en los separadores. Para la medición que se realiza en la salida de los separadores de producción y de prueba se deberá realizar de acuerdo con lo establecido en los artículos 31 y 33.

Artículo 39. De las condiciones de prueba para la medición en los separadores de prueba. Las condiciones de prueba deben de ser iguales a las condiciones usuales de operación.

Artículo 40. De la medición multifásica. La Comisión acepta la utilización de medidores multifásicos en la cadena de producción, particularmente aplicables en la salida de los pozos en las primeras etapas de separación.

Artículo 41. De la selección de medidores multifásicos. Pemex debe seleccionar los medidores multifásicos de acuerdo a la normatividad vigente o a las mejores prácticas en la industria y debe comunicar a la Comisión la intención de su uso junto con su justificación. Pemex deberá indicar las características de pozos y en donde está contemplado el uso de un medidor multifásico, así como el valor previsto de la incertidumbre.

Artículo 42. Del apoyo y soporte en la medición multifásica. Pemex deberá asegurar el continuo apoyo y soporte técnico en campo por el tiempo establecido con el proveedor que será mínimo de un año, asegurando que los usuarios tengan completo conocimiento y destreza de su operación. Se deberá informar a la Comisión el retiro del apoyo.

Artículo 43. Del uso de los medidores multifásicos como separadores de prueba. Se acepta el uso de medidores multifásicos en lugar de separadores de prueba, en su utilidad como probadores móviles pudiendo ser éstos fijos o portátiles siempre y cuando la incertidumbre de los medidores multifásicos esté dentro del rango establecido para el lugar en donde se quiera colocar.

Artículo 44. De la medición del gas húmedo por medio de la medición multifásica. La medición del gas húmedo es una particularidad de la medición multifásica y es aceptada por la Comisión por lo que se aplicarán todos los artículos de este Capítulo.

Artículo 45. Del tipo de medición del gas para quema y venteo. El gas para quema y venteo en las instalaciones de PEMEX debe ser medido y reportado a la Comisión. La medición puede ser directa o indirecta y deberá desglosar el gas hidrocarburo y el nitrógeno.

Artículo 46. Del diseño y operación de la medición para la quema y venteo. Para efectos de diseño y en la operación de la medición de la quema y el venteo de gas se hará referencia a la normatividad aplicable.

Artículo 47. De la continuidad en la medición. La Comisión reconoce que la medición del gas quemado y venteado podrá ser continua o intermitente.

Artículo 48. Del dimensionamiento de los medidores para la quema y venteo de gas. El flujo continuo del medidor deberá ser dimensionado de acuerdo al intervalo de flujo de gas esperado.

Artículo 49. De la incertidumbre en la medición para quema y venteo. La incertidumbre máxima permitida de los sistema de medición para el gas enviado para quema y venteo será de $\pm 3\%$.

Artículo 50. De la instalación de medidores para la quema y venteo. La instalación del medidor deberá hacerse respetando las especificaciones del fabricante.

Artículo 51. De la medición de la composición del gas para quema y venteo. Se deberá hacer un monitoreo de la composición del gas para quema y venteo ya sea por muestreo y su posterior análisis de laboratorio o por analizadores continuos.

Artículo 52. De la medición de líquidos en la quema y venteo. Si existe una cantidad considerable de líquidos en el sistema deberá instalarse un separador y asimismo, deberá instalarse un medidor.

Artículo 53. De los métodos para estimación indirecta de los volúmenes de gas quema y venteado. Los métodos de estimación indirecta se realizarán por medio de contabilización de la RGA, Balance o por simuladores, debiendo informar a la Comisión cómo se realizó dicha contabilización.

Artículo 54. Del prorrato de la producción y su efecto en el balance. Con el objetivo de efectuar el balance, de acuerdo al prorrato que permita como mecanismo la asignación de los volúmenes de producción extraídos de datos de medición con valores altos de incertidumbre, en base a las mediciones más exactas con menores valores de incertidumbre para validar los datos de la medición corriente arriba.

Artículo 55. De la producción medida en los separadores de prueba y su prorrato a los pozos. La producción medida en los separadores deberá ser prorrataada a los pozos del campo correspondiente, con base en las pruebas de los mismos.

Artículo 56. De la medición en pozos. Para la medición en los pozos se requiere implementar un procedimiento que integre a los aforos reales, las condiciones de superficie y fondo del pozo y generar un aforo teórico diario de los volúmenes extraídos. Se informarán los detalles del procedimiento a la Comisión.

Capítulo III

De las Condiciones Estándares de Referencia y de las Unidades de Medición

Artículo 57. De las condiciones estándar de referencia. Las condiciones estándar de referencia para presentar los informes con los datos de la medición de aceite, gas y condensados deberán ser 20,0°C y 101,325 kPa absoluta (1 atmósfera). Lo anterior, de acuerdo con lo dispuesto por el capítulo 8.5 de la NRF-111-PEMEX-2006 y la NOM-008-SCFI-2002.

Artículo 58. De la información enviada a la Comisión. Toda la información enviada a la Comisión deberá convertirse a las condiciones estándar de referencia establecidas en el artículo anterior.

Artículo 59. De las condiciones estándar en los contratos. Sin detrimento de que en algunos contratos de compra-venta o para exportación hagan mención a otras condiciones referenciales, los elementos primarios, secundarios y terciarios deben apegarse a la NOM-008, la cual precisa que los datos deben ser convertidos a las condiciones y unidades acordadas contractualmente con los clientes, debiendo estipularse así en los términos y condiciones de los contratos respectivos.

Artículo 60. De los sistemas de medición. Los Sistemas de Medición deberán presentar la información en unidades del Sistema Internacional (SI).

Artículo 61. De las unidades definidas en los reportes. Los reportes de volúmenes aceite crudo, condensado y agua deberán ser en metros cúbicos y en barriles, determinados a condiciones estándar que se mencionan en estos lineamientos.

Artículo 62. De las unidades de los reportes para el gas que va para quema y/o venteo. Los reportes de gas natural, gas combustible y gas a quemador o a venteo deberán ser metros cúbicos y en pies cúbicos, a condiciones estándar de estos lineamientos. Asimismo en caso de reportarse los valores de energía éstos deberán hacerse en Joules

Artículo 63. De las unidades para el volumen total de producción. Las unidades de las variables de operación requeridas para la determinación del volumen total de producción deberán ser en unidades del Sistema Internacional.

Capítulo IV

De los Balances y Volumen total de Producción y de los sistemas de medición

Artículo 64. De los criterios para realizar los balances. Los criterios para realizar los balances volumétricos diarios de hidrocarburos se deberán sustentar en los volúmenes que registren los sistemas de medición ubicados en las instalaciones de producción y en los sistemas de transporte y distribución.

Artículo 65. De los elementos a considerar en los balances. Los balances deben tomar en cuenta, todas las entradas y salidas, tal como las provenientes de almacenamiento, de los procesos internos, combustibles utilizados, quema y venteo del gas, evaporaciones, robo, hurto, etc. La metodología para el desarrollo de los balances deberá informarse a la Comisión.

Artículo 66. De los productos que se deben de considerar en los balances. Los balances deberán incluir:

- I. Aceite
- II. Gas
- III. Condensados
- IV. Agua
- V. Inyección a yacimientos
- VI. Quema y venteo de gas
- VII. Nitrógeno

Artículo 67. De los volúmenes extraídos de hidrocarburos como parte del balance. Para la estimación de valor de los volúmenes extraídos de producción y de acuerdo con lo indicado en los Considerandos de estos Lineamientos, se debe estimar el total de los volúmenes extraídos en cumplimiento de la LFD que a su vez forman parte esencial en los balances de hidrocarburos.

Artículo 68. De la estimación del volumen total de producción. La estimación del volumen total de producción será corregida con la mejor estimación posible obtenida en la cadena de producción.

Artículo 69. De la verificación del volumen total de producción. PEMEX realizará la estimación del volumen total de producción, la cual será verificada mediante auditorías internas y externas.

Artículo 70. De los volúmenes totales de producción vendidos. PEMEX realizará los informes de los volúmenes vendidos internos y externos por separado, debiendo verificarse mediante auditorías.

Artículo 71. Del sistema de gestión y gerencia de medición. PEMEX deberá contar con un sistema de gestión y gerencia de medición, a través del cual se realicen las funciones de gestión, control, supervisión y administración de los procesos de medición de los hidrocarburos, así como de la revisión y mantenimiento de las instalaciones y equipos a través de la cual se realizan dichas actividades.

Artículo 72. De la información que contendrá el sistema. El sistema de gestión y gerencia de medición deberá contener, al menos la siguiente información.

- I. Disponer de toda la documentación sobre los sistemas de control incluyendo la(s) especificación(es) funcional(es) de diseño, hojas de datos, diagramas de instrumentación y tubería, manual de instrucciones de los fabricantes para operación, mantenimiento y calibración de los equipos y/o instrumentos asegurando que los equipos son aptos para su(s) aplicación(es).
- II. Los manuales de calidad de la medición y vigilar su actualización periódica, mínimo una vez al año.
- III. Programa de auditorías a las instalaciones y equipos.

Capítulo V

Del Plan Estratégico de Medición y de la Gestión y Gerencia de Medición

Artículo 73. Del Plan Estratégico de PEMEX Exploración y Producción para la Medición de Hidrocarburos. PEMEX deberá establecer una estrategia a corto y mediano plazo, para alcanzar las disposiciones establecidas en los presentes lineamientos, a través de un Plan Estratégico de Medición el cual deberá ser presentado a la Comisión cada año y el cual estará basado en el concepto de gestión y gerencia de la medición.

Artículo 74. Del contenido del Plan Estratégico. El Plan Estratégico de Medición como mínimo deberá proponer las medidas e inversiones para atender las necesidades más apremiantes para mejorar la medición en las principales instalaciones que, en conjunto, conduzcan o procesen el mayor porcentaje de la medición de la producción nacional de hidrocarburos en primera instancia.

Dentro del dicho Plan Estratégico de Medición, PEMEX deberá proponer cómo se resolverán los problemas que aquejen a las instalaciones a través de las cuales se conduzca o se procese el restante porcentaje medido de la producción nacional de hidrocarburos.

Adicionalmente, dicho Plan deberá contener la categoría y programa de inversión que la subdirección de planeación de PEP asigne para estas actividades. Los planes operativos anuales que PEMEX presente deberán ver reflejadas las acciones contenidas en el Plan Estratégico de Medición.

Artículo 75. Del objeto del Plan Estratégico. El objetivo del Plan Estratégico de Medición es estructurar un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEMEX en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres en la medición de hidrocarburos. Lo anterior, conforme a los presentes Lineamientos Técnicos y al plan de trabajo que para tal efecto se establezca.

Artículo 76. De la obligación de PEMEX de realizar la gestión y gerencia de medición bajo estándares de metrología. Pemex deberá realizar la gestión y gerencia de las actividades de medición bajo los estándares y mejores prácticas de calidad metrológica. Para tal efecto, Pemex deberá asegurar que la gestión y gerencia se realice bajo los estándares de referencia establecidos en la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004.

Artículo 77. De los Manuales internos de medición. Para la correcta gestión y gerencia de medición, Pemex deberá contar con manuales de calidad de la medición y vigilar su actualización regular, como mínimo una vez al año.

Dichos manuales deberán contener como mínimo, para cada uno de los equipos, sistemas y procesos bajo su supervisión los siguientes procedimientos:

- I. Operación
- II. Mantenimiento
- III. Probador
- IV. Calibración
- V. Reparación
- VI. Configuración de los medidores de flujo
- VII. Muestreo
- VIII. Transporte y manejo de muestras
- IX. Gestión de alarmas
- X. Gestión del Registro de Eventos
- XI. Operación en caso de Emergencias
- XII. Operación en caso de Contingencias
- XIII. Operación en caso de Errores o Fallas en la Medición

También se deberán documentar en el manual de calidad de la medición:

- I. Las Normas de referencia en materia de metrología y calibración de equipos
- II. El Software utilizado en los procesos de medición
- III. Los registros sobre la información de la operación
- IV. Identificación de los equipos de medición y procedimientos técnicos

Artículo 78. De la responsabilidad de la Dirección General de PEP de administrar el sistema. La Dirección General de PEP será la responsable de administrar dicho sistema, con el objeto de asegurar la aplicación de las mejores prácticas en la medición, la coordinación de los elementos esenciales como son los equipos e instrumentos, sistemas de computación e informática, la implantación de los procedimientos y proporcionar las competencias del personal involucrados en la operación, mantenimiento, calibración, auditoría así como en el manejo de los datos generados por los sistemas de medición. La Dirección General de Pemex Exploración y Producción conjuntamente con las áreas de planeación, administración y finanzas y recursos humanos deberán asegurar la disponibilidad de los recursos para la implementación del plan estratégico de medición con el objetivo de cumplir estos lineamientos.

Artículo 79. De la designación de los responsables y su responsabilidad ante la Comisión. La Dirección General de PEP designará la subdirección que coordinará la estrategia de medición relacionada con estos lineamientos, asimismo designará en cada Activo y GTDH correspondiente al funcionario con nivel gerencial, responsable de vigilar y reportar el desempeño de todos los diversos sistemas de medición y de transferencia de custodia, venta, referencial, operacional, que se encuentren bajo su jurisdicción y del envío regular a través de la subdirección que coordinará la estrategia de los datos requeridos a la Comisión, así como para atender a las consultas que los mismos originen.

Artículo 80. De las obligaciones específicas del responsable oficial por activo de los sistemas de medición. El responsable oficial tendrá la función de realizar los ajustes necesarios en la medición, en caso de que haya diferencias volumétricas en su jurisdicción, demostrándolo metrológicamente la necesidad de haber realizado dichas acciones. Adicionalmente, será responsable de:

- I. Llevar la gestión y gerencia de la medición, conforme a lo establecido en las acciones y plan de trabajo contenidos en el Plan Estratégico de Medición.
- II. Vigilar la correcta y pronta utilización de las Bitácoras de Registro, capacitando a los técnicos y operarios.
- III. Elaborar los reportes y dar los avisos correspondientes a la Comisión, como consecuencia del cumplimiento de los presentes Lineamientos Técnicos.

Artículo 81. De las auditorías de la gestión y gerencia de la medición a cargo de los responsables oficiales. Los responsables oficiales programarán y ejecutarán las auditorías internas de los sistemas y equipos de medición, así como por la atención de las no-conformidades que impacten la exactitud y viabilidad de los datos generados por los sistemas. Asimismo, será responsable de atender a los auditores externos, facilitándoles pleno acceso a los informes de la(s) auditoría(s) tanto interno(s) como externo(s) que hayan sido realizados sobre los sistemas objetos de la auditoría externa, así como el acceso a la documentación, manual de calidad y las bitácoras de registro.

Artículo 82. De los elementos que componen el Plan Estratégico de Medición. PEMEX elaborará y hará público el Plan Estratégico de Medición, el cual comprenderá, entre otros, los siguientes elementos:

- I. Mantenimiento de información histórica mediante las Bitácoras de Registro referidas en el Capítulo VII de los presentes Lineamientos Técnicos.
- II. Programa de Auditorías y supervisiones.
- III. Evaluación del sistema de Gestión y Gerencia de Medición.
- IV. Listado de normas internas de PEMEX, así como de referencia empleadas para la medición de hidrocarburos y para la gestión y gerencia de dichas actividades.
- V. Los demás que establezcan PEMEX y la Comisión conforme a los requerimientos para una adecuada gestión y gerencia de la medición de los hidrocarburos.

Capítulo VI

Documentación para información histórica y Bitácoras de Registro y del control de los sistemas de información de medición y validación

Artículo 83. De los sistemas de información y telemetría. PEP deberá contar con sistemas de información electrónica y telemétrica oportuna y en tiempo real, de todas las actividades de medición de aceite, gas, agua y condensado en puntos de transferencia de custodia, en puntos de venta interna y externa. Los sistemas mencionados anteriormente deberán estar disponibles para consulta de la Comisión, SHCP y la SENER de acuerdo a lo establecido en el artículo décimo tercero Transitorio de los presentes Lineamientos.

Artículo 84. De las evidencias documentales. Los responsables oficiales de los sistemas de medición, deberán integrar las evidencias documentales de su adecuada administración, con objeto de disponer de los comportamientos estadísticos de sus variables de control, conocer sus tendencias para identificar posibles problemas, así como también para realizar las acciones correctivas necesarias que permitan demostrar metrológicamente la confiabilidad de sus mediciones.

Artículo 85. De la obligación de conservación de la información de los sistemas de medición. La información procedente de cada campo, como son registros, horas de producción y pruebas de pozos, cálculos, estimaciones o similares efectuados con referencia a los puntos o corrientes de medición, deberá ser mantenida, al menos cinco años para su correspondiente inspección en cualquier momento.

De manera particular, deberá guardarse la información sobre el sistema de medición durante un periodo de dos años de forma directa. La información histórica se podrá consultar vía los respaldos, mediante restauración de los datos.

La documentación a la que se refiere este artículo se deberá conservar durante un plazo de cinco años, contado a partir de la fecha en la que se presentaron o debieron haberse presentado las declaraciones fiscales con ellas relacionadas. Tratándose de la documentación correspondiente a los actos cuyos efectos fiscales se prolonguen en el tiempo, el plazo de referencia comenzará a computarse a partir del día en el que se presente la declaración fiscal del último ejercicio en que se hayan producido dichos efectos.

Artículo 86. De las bitácoras de registros electrónicos. Para que tanto los responsables de los sistemas de medición de PEMEX, como las autoridades competentes puedan disponer de información, deben utilizarse bitácoras de registros electrónicos y fáciles de acceder o consultar.

En dichas bitácoras de registro podrán hacerse búsquedas avanzadas de los acontecimientos ocurridos durante la operación, el mantenimiento y calibración, rectificación y/o investigación(es) sobre errores o fallas en la medición.

Artículo 87. De la información a ser registrada en las bitácoras. Las Bitácoras de Registro deben registrar los eventos, ejecución de tareas, alarmas y demás eventos importantes sobre las corrientes y todos sus equipos organizados por región, activo, campo, pozo, e instalación con su correspondiente instrumentación incorporándose a una lista de equipos con su respectiva identificación (etiqueta). En caso de modificación o eliminación de un registro o nota debe continuar siendo visible con el texto que se modificó.

Artículo 88. De la información histórica en las bitácoras de registro. Se podrá obtener la información histórica relacionada con cada etiqueta, número de identificación o número de serie de instrumento tal como son fechas de instalación, mantenimiento, calibración o reparación con las notas correspondientes de los motivos en caso de reparación y/o reemplazo.

Artículo 89. De la accesibilidad de la información de los bitácoras de registros. Las Bitácoras de Registro deberán ser accesibles para los técnicos y operarios de los sistemas de medición así como para los ingenieros y gerentes, todos ellos mediante los debidos controles y permisos para el acceso al libro que, a su vez, identificará por quien y cuando ha sido efectuada alguna entrada de información, observaciones o datos. El acceso también debe ser permitido, solamente para lectura, a los auditores e inspectores.

Artículo 90. De los mecanismos para archivar la información de las bitácoras. Las Bitácoras de registro deberán archivar y permitir el acceso a la documentación correspondiente a los sistemas de medición tal como son las hojas de cálculo con los datos, diagramas de tubería e instrumentación, diagramas del flujo de proceso, así como facilitar una conexión al contenido del Manual de Calidad de la Medición referido en el artículo 77 de los presentes lineamientos.

Artículo 91. De la obligación que PEMEX debe establecer en materia de medición en los contratos de compra venta de los hidrocarburos. PEMEX deberá establecer en los términos y condiciones de todos y cada uno de los contratos que sean suscritos para el despacho de hidrocarburos para su venta, la posibilidad de reportar en todo momento la siguiente información:

- I. La cuantificación del volumen y calidad de los hidrocarburos que se están despachando.
- II. Los elementos que pueden afectar la medición en los puntos de venta y que podrían suscitar posibles reclamaciones entre las partes.
- III. Los mecanismos y procedimientos que se realizarán para atender las reclamaciones.

Artículo 92. De la disposición de información para la Comisión. PEMEX mantendrá en todo momento, a disposición de la Comisión, la siguiente información:

- I. Documentación de la adquisición del equipo e instrumentos de medición, así como los manuales y guías de operación de los mismos.
- II. La documentación relativa a la actualización, modificación o sustitución de los sistemas de medición.
- III. Bitácoras de los trabajos de mantenimiento de los sistemas de medición.
- IV. Reportes e informes de las verificaciones y calibraciones, internas y externas realizadas a los sistemas de medición por parte de Pemex, o por terceros acreditados.
- V. Los contratos de compra-venta de petróleo crudo, gas y condensado.
- VI. La documentación relativa a las reclamaciones por volumen o calidad del petróleo crudo.
- VII. En general, la información y bases de datos relacionadas con la medición de volumen y calidad del petróleo crudo en las instalaciones donde se realicen estas actividades.
- VIII. Relación del personal responsable de los sistemas de medición y del personal encargado de administrarlos, en cada punto de venta, de transferencia de custodia entre AI y GTDH, así como también entre GTDH.

Capítulo VII

Auditorías Internas y de Terceros Independientes para la medición

Artículo 93. Del uso de las auditorías de medición. Para verificar el desempeño de la gestión y gerencia de la medición de los hidrocarburos y los sistemas de medición, PEMEX implantará un programa continuo de auditorías, tanto internas como externas o por parte de terceros independientes.

Estas auditorías serán evaluaciones periódicas y deberán ser ejecutadas de acuerdo con la normatividad vigente y bajo los anexos que emita la Comisión.

Artículo 94. De la práctica de las auditorías de medición. La ejecución de auditorías regulares es una práctica complementaria para acreditar a las autoridades, compradores y vendedores, operadores, y participantes en los contratos suscritos por otros operadores con PEMEX, que los datos sobre la cantidad y calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos son los correctos, y que cumplen con los niveles de incertidumbre establecidos en las correspondientes normas, acuerdos, contratos, licencias u otros.

Artículo 95. De la frecuencia de las auditorías en transferencia de custodia y para venta interna y externa. Todos los sistemas de medición de transferencia de custodia y de ventas internas y externas deberán ser auditados como mínimo una vez al año. La Comisión podrá solicitar auditorías adicionales a petición de la SHCP o cuando lo considere necesario.

Artículo 96. Del contenido de las auditorías. Las auditorías deben concentrarse en los siguientes objetivos:

- I. Por parte de la Comisión, incrementar la confianza en los sistemas de medición y de los datos así generados y reportados. Las auditorías deberán ser realizadas por personal independiente, imparcial y competente en el flujo y calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos tanto en acción como en operación.
- II. Verificar que la instalación de equipos y sistemas sea con base en los estándares y normas usuales aplicables para la fiscalización de hidrocarburos tanto nacionales como internacionales, incluido su rango de incertidumbre.
- III. Enumerar los factores o no conformidades que son encontrados y que podrían afectar negativamente el logro del nivel de la incertidumbre indicado en los lineamientos. Estos deben ser jerarquizados por su impacto potencial y/o severidad de la afectación.
- IV. Recomendar cambios en la operación, mantenimiento, diseño, equipos y/o construcción, implementación, procedimientos, manejo, etc., que puedan producir mejoras en el nivel de incertidumbre.
- V. Cuantificar los beneficios en la operación así como los logros en los niveles de incertidumbre que puedan ser alcanzados con la implementación de las diversas recomendaciones.
- VI. Aprovechar el proceso de la auditoría para apoyar y capacitar al personal involucrado en la operación y mantenimiento de los sistemas de medición a fin de asegurar que en el futuro se logren acciones eficientes relacionadas con la administración, supervisión y control de los sistemas.

Capítulo VIII

De la información periódica que será remitida a la Comisión

Artículo 97. De la disponibilidad de la información para la Comisión. Para lograr los objetivos principales de los Lineamientos de Medición la Comisión tendrá acceso y total disponibilidad de diversas informaciones técnicas y otras a petición.

Artículo 98. De la información estadística periódica que será enviada a la Comisión. Para los reportes de información a la Comisión, PEMEX enviará mensualmente a la Comisión la información estadística relacionada con los datos volumétricos y el estado de pozos -sean éstos productores, cerrados o en abandono- e instalaciones del sistema de medición, atendiendo a lo siguiente:

- I. La información volumétrica que se reporte a la Comisión deberá incluir el nombre, correo electrónico y teléfono del responsable oficial de la misma.
- II. La entrega de la información deberá realizarse el día 18 del mes inmediato posterior a aquel en el que se haya registrado. En caso de ser día no hábil la entrega se realizará el día hábil siguiente.

- III. La Comisión elaborará los formatos e instructivos que normarán el intercambio de información y los pondrá a disposición de Pemex Exploración y Producción en la página de internet de la Comisión. PEP reportará la información con estricto apego a dichos formatos e instructivos mismos que deberán ser claros y precisos.
- IV. En caso de existir correcciones a los datos previamente enviados, se deberá dar aviso de manera oficial a la Comisión misma que determinará las acciones consecuentes.

Adicionalmente, con base en el Plan Estratégico de Medición, PEMEX deberá reportar de manera semestral el programa de trabajo y de auditorías, con el objeto de dar seguimiento y evaluar el desempeño en la aplicación de los presentes Lineamientos Técnicos.

Artículo 99. Del soporte documental que será entregado a la Comisión. La siguiente información deberá ser entregada a la Comisión:

- I. Diagrama esquemático de las instalaciones, indicando las principales corrientes de petróleo, gas y agua, las localizaciones de los puntos de medición para el control operacional de la producción para el procesamiento, transporte, almacenamiento, importación y exportación.
- II. Flujograma de ingeniería de los sistemas de medición, mostrando los ductos, medidores y accesorios instalados.
- III. Especificaciones y hojas de cálculo con los datos de los instrumentos de medición, muestreadores y accesorios, computadores de flujo y de los sistemas informáticos conectados.
- IV. Memoria descriptiva de los instrumentos de medición, incluyendo una descripción de los equipos, instrumentos y sistemas de calibración.
- V. Memoria descriptiva de operación de los sistemas de medición, que contenga una descripción de los procedimientos de medición, muestra, análisis y determinación de propiedades y cálculo de los volúmenes de producción.

En caso de instalaciones nuevas o modificaciones sustantivas se informará a la Comisión. Dicha información deberá ser revisada y actualizada al menos una vez al año.

Artículo 100. De la disposición de información para la Comisión. Pemex Exploración y Producción mantendrá a disposición de la Comisión, en todo momento, la siguiente información:

- I. La documentación de la adquisición del equipo e instrumentos de medición, así como los manuales y guías de operación de los mismos.
- II. La documentación relativa a la actualización, modificación o sustitución de los sistemas de medición.
- III. Bitácoras de los trabajos de mantenimiento de los sistemas de medición.
- IV. Reportes e informes de las verificaciones y calibraciones, internas y externas realizadas a los sistemas de medición por parte de Pemex Exploración y Producción, o por terceros acreditados.
- V. Los contratos de compra-venta de petróleo crudo gas y condensado para ventas internas y externas.
- VI. La documentación relativa a las reclamaciones por volumen o calidad del petróleo crudo.
- VII. En general, la información y bases de datos relacionadas con la medición de volumen y calidad del petróleo crudo en las instalaciones donde se realicen estas actividades.

Artículo 101. De la información dentro de la cadena de producción. Dentro de la cadena de producción donde se genere la información de medición volumétrica, se deberá informar a la Comisión el origen y destino de sus corrientes conforme al artículo anterior.

Con el objeto de transparentar el proceso de intercambio de información, todos los pozos e instalaciones que estén involucrados en el Sistema de Medición de Hidrocarburos deberán tener un identificador único, que deberá ser el utilizado por PEP en sus sistemas de información. El formato y criterios de identificador único deberá ser establecido por el grupo de trabajo en el periodo que para tal fin exista.

El reporte de información tiene por objeto poder reproducir de manera precisa los flujos a lo largo del sistema de medición, por lo que Pemex deberá reportar las instalaciones conectadas a cada punto de medición. Asimismo, un pozo no podrá conectarse a más de una instalación y, en caso de que exista un cambio en las conexiones, deberá ser reportado en el próximo envío de información mensual.

Artículo 102. Del envío de la información para efectos fiscales. PEMEX deberá reportar por separado la información para efectos fiscales que de la cadena de producción se derive y que en caso de la Ley Federal de Derechos vigente, será la correspondiente a los volúmenes extraídos de aceite y gas, sin contabilizar el contenido de agua. Dichos volúmenes a reportar podrán ser identificados dentro del balance de hidrocarburos.

Artículo 103. Del envío de la información productos del balance de hidrocarburos y del volumen total de producción. PEMEX deberá reportar los elementos que forman parte del balance y volumen total de hidrocarburos conforme a lo establecido en el capítulo IV de estos lineamientos.

Artículo 104. De los catálogos para el envío de información. La información remitida a la Comisión deberá estar basada en los catálogos que determine la Comisión de manera conjunta con Pemex en sus formatos e instructivos.

Si un pozo es inyector, además deberá informar sobre el fluido y/o las sustancias que estén siendo inyectadas, pudiendo ser crudo, gas, agua, nitrógeno o cualquier otra.

Artículo 105. Del reporte volumétrico mensual. Para el reporte volumétrico de pozos e instalaciones, todos los pozos e instalaciones en estado activo deberán reportar mensualmente la información derivada de la medición de volúmenes mientras se encuentren en dicho estado. El reporte de esta información deberá continuar hasta que cambie su estado a no activo.

Adicionalmente, la Comisión podrá requerir a Pemex, en los formatos e instructivos establecidos para ello, cualquier información que considere necesaria para la construcción de indicadores estadísticos de los puntos de medición del sistema.

Artículo 106. De la situación operacional de las instalaciones. Para el cambio de estado de los pozos e instalaciones, éste deberá indicar la situación operacional que guarda un pozo o una instalación durante un periodo determinado, pudiendo estar Activos, Inactivos o Abandonados. Los responsables del pozo o instalación (responsable oficial) deberán notificar a la Comisión cualquier cambio en el estado de los pozos e instalaciones en la siguiente entrega de información mensual.

Artículo 107. De la identificación de los pozos inyectores. Los pozos inyectores que estén activos deberán tener un identificador de las instalaciones a las que se encuentran conectados, si varias instalaciones envían producto al mismo pozo, las instalaciones deberán reportar el mismo identificador de pozo.

Artículo 108. Avisos de cambios a la Comisión. PEMEX deberá dar aviso a la Comisión:

- I. Cuando se introduzcan nuevas normas o especificaciones, o se modifiquen las ya existentes, ya sean nacionales o internacionales. En caso de que PEP, programe la aplicación de una nueva tecnología de medición diferente a las especificadas en las presentes disposiciones, PEP deberá informar a la Comisión.
- II. Cuando PEP modifique o sustituya los equipos de medición.

Artículo 109. De la obligación de informar a la Comisión sin previo requerimiento. Sin detrimento de las demás disposiciones no contempladas en las presentes disposiciones, PEMEX deberá informar a la Comisión, sin que se requiera solicitud por escrito, cualquier acto, hecho o circunstancia que directa o indirectamente, altere, modifique o ponga en riesgo la operación de los sistemas de medición.

Capítulo IX

De la Supervisión y verificación de las presentes disposiciones por parte de la Comisión

Artículo 110. Vigilancia de estas disposiciones. Corresponderá a la Comisión la interpretación y vigilancia en la aplicación de las presentes disposiciones técnicas y la realización de acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento.

Artículo 111. Visitas de verificación. Las visitas de verificación podrán iniciarse a instancia de la propia Comisión, por solicitud expresa de la Secretaría, de PEP y de la SHCP.

Artículo 112. De las visitas de inspección que realice la Comisión. La Comisión podrá realizar visitas de inspección de los equipos de medición de PEMEX, así como verificar el cumplimiento de la normatividad de acuerdo a sus atribuciones, a través de los procedimientos que se establezcan con fundamento en los presentes Lineamientos Técnicos y bajo los términos y condiciones de las visitas de verificación que esta Comisión realice conforme a la Ley Reglamentaria, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y sus respectivos Reglamentos, y demás disposiciones que para tal efecto emita la Comisión.

Artículo 113. De la verificación. La Comisión podrá realizar las siguientes acciones de verificación:

- I. Revisión documental.
- II. Visitas de verificación a instalaciones.
- III. Revisión de los sistemas de medición.
- IV. Certificar a través de un tercero el cumplimiento de las disposiciones técnicas.

Artículo 114. Del Manual de Verificaciones. La Comisión emitirá posteriormente un manual de verificaciones, en donde se detallen los procedimientos de verificación de las instalaciones en materia de medición.

Capítulo X

De las acciones correctivas que adoptará la Comisión en casos de incumplimientos

Artículo 115. De los procedimientos administrativos complementarios. La Comisión sustanciará los procedimientos administrativos que se requieran, en términos de las fracciones XXII y XXIII de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y demás artículos aplicables de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. Lo anterior, a efecto de:

- I. Determinar si existió incumplimiento a las presentes disposiciones técnicas.
- II. Dictar las medidas necesarias para corregir los incumplimientos a las presentes disposiciones.

Artículo 116. Orden de instalación de nuevos instrumentos de medición, por parte de la Comisión. La Comisión podrá ordenar la instalación de instrumentos de medición a PEMEX, o la modificación o actualización de los que se encuentran funcionando actualmente, cuando éstos no cumplan con los objetivos de los presentes lineamientos.

Artículo 117. De la justificación en caso de incumplimientos. En caso de incumplimientos por parte de PEMEX a lo establecido en estos lineamientos o a los documentos de "Diagnóstico de la Situación Actual que Guarda la Medición de Hidrocarburos en PEP" y el "Plan Estratégico de Medición", PEMEX presentará a la Comisión la documentación que respalde y explique la causa del incumplimiento, así como las medidas para su inmediata corrección. La Comisión valorará la gravedad del incumplimiento así como las explicaciones y planes correctivos de PEP antes de pronunciarse respecto a cualquier acción que pudiera llegarse a ejercer.

TRANSITORIOS

PRIMERO. Los presentes Lineamientos Técnicos entrarán en vigor el día hábil inmediato posterior a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. A efecto de dar cumplimiento a lo dispuesto en las presentes disposiciones, PEMEX y la Comisión conformarán un grupo de trabajo para elaborar un programa de actividades en las cuales se deberán establecer metas y objetivos específicos que deberán estar plasmados en el plan estratégico de medición en conjunto para determinar el cumplimiento de lo establecido en estos lineamientos. Dicha revisión deberá comenzar, a más tardar, el 30 de julio del 2011.

TERCERO. El grupo de trabajo elaborará los instructivos y reportes mediante los cuales se registrarán los avances para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los presentes Lineamientos Técnicos, a más tardar el 15 de enero de 2012. Lo anterior, con el objeto de evitar duplicidad de información.

CUARTO. Como se menciona en el Capítulo Primero de estos Lineamientos, PEMEX deberá efectuar auditorías externas a instalaciones estratégicas, seleccionadas en mutuo acuerdo con la Comisión, y realizadas por un equipo técnico avalado por la Comisión, los resultados de estas auditorías deben estar disponibles a más tardar el 30 de noviembre de 2011.

QUINTO. PEMEX proporcionará la información de los responsables oficiales y los puntos focales referidos en el Capítulo V Del Plan Estratégico de Medición y de la Gestión y Gerencia de Medición, que serán nombrados para supervisar el cumplimiento de las presentes disposiciones técnicas en las instalaciones y los cuales deberán contar con las facultades suficientes para ordenar las medidas operacionales que se requieran a más tardar el 30 de septiembre de 2011.

SEXTO. La entrega del Plan Estratégico de Medición para el periodo enero-diciembre de 2012, deberá ser entregada por parte de PEMEX, a más tardar el 31 de diciembre de 2011.

SEPTIMO. Pemex entregará a la Comisión un diagnóstico de la situación a la fecha del estado de la medición a más tardar el 15 de enero de 2012, el cual será remitido para su conocimiento a la SHCP y a SENER a más tardar el 1o. de febrero de 2012.

OCTAVO. La Comisión hará público un dictamen sobre el desarrollo del proyecto de medición de hidrocarburos durante el primer trimestre de 2012.

NOVENO. La Comisión publicará en su página de internet a más tardar el 30 de septiembre de 2011 los anexos complementarios a estos lineamientos.

DECIMO. Con base en la Ley Federal de Metrología, y a los resultados de las evaluaciones que realice este órgano desconcentrado, la Comisión emitirá en un periodo de 5 años la norma oficial mexicana correspondiente a los elementos metrológicos que forman parte de la gestión y la gerencia de medición.

DECIMO PRIMERO. Pemex realizará las acciones que sean necesarias para que los términos y condiciones de los contratos suscritos vigentes y por suscribir con otros operadores y prestadores de servicios, así como con Terceros Independientes, cumplan con los presentes Lineamientos, en materia de medición de hidrocarburos.

De igual forma, será responsabilidad de PEMEX, a través de su Subsidiaria Pemex Exploración y Producción, realizar las acciones de revisión y verificación interna del cumplimiento de los presentes Lineamientos Técnicos ante las personas o compañías con las que tenga contratos vigentes. Lo anterior, de conformidad con los términos y condiciones de los propios contratos suscritos.

DECIMO SEGUNDO. Para efecto de dar cumplimiento al programa de revisión y diagnóstico inicial de la situación que guardan los sistemas de medición, y con el objeto de estructurar las metas de cumplimiento a ser establecidas en el Plan Estratégico para el periodo 2012, y para el periodo 2013-2015, PEMEX y la Comisión elaborarán el plan de trabajo, con el objeto de dar cumplimiento a los niveles máximos de incertidumbre conforme a la siguiente tabla:

Tipo de Medición	Aceite ²		Gas ²	
	Incertidumbre 2012	Incertidumbre 2015	Incertidumbre 2012	Incertidumbre 2015
Volúmenes extraídos en pozos y primeras baterías ¹	±15.0%	±8.0%	±15.0%	±10.0%
Volúmenes exportados	±0.3%	±0.25%	N/A	N/A
Transferencia de custodia activos-GTDH (entrega-recepción)	±1.0%	±0.5%	±5%	±2.0%
Venta subsidiarias	±0.3%	±0.25%	±2.0%	±1.0%

(1) Dichas incertidumbres de los volúmenes extraídos de aceite y gas son de referencia y serán ajustadas con el resultado de las auditorías que se llevarán a cabo durante el periodo julio-diciembre 2011.

(2) Los volúmenes de aceite y gas son sin agua.

DECIMO TERCERO. PEMEX deberá tener implementados los sistemas a más tardar en diciembre de 2012, para los puntos de venta interna y externa; para 2013 en los puntos de transferencia de custodia; y en 2015 para los de medición de los volúmenes de hidrocarburos extraídos que se encuentran en pozos y primeras baterías.

México, D.F., a 16 de junio de 2011.- El Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, **Juan Carlos Zepeda Molina**.- Rúbrica.- Los Comisionados Integrantes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: **Edgar René Rangel Germán, Javier Humberto Estrada Estrada, Guillermo Cruz Domínguez Vargas, Alma América Porres Luna**.- Rúbricas.

(R.- 328058)