

COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

ACUERDO CNH.E.61.005/17 por el que se modifican y adicionan diversos artículos de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

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

ACUERDO CNH.E.61.005/17 POR EL QUE SE MODIFICAN Y ADICIONAN DIVERSOS ARTÍCULOS DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA, ALMA AMÉRICA PORRES LUNA, NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO, HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX, Y GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ, Comisionado Presidente y Comisionados, respectivamente, integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 25, quinto párrafo, 27, séptimo párrafo y 28, octavo párrafo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, segundo párrafo, 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5, 7, 11, 15, 19, fracción II, 23, 31, 32, segundo párrafo, 35, 43, fracción I, inciso h), 44, fracción II, 85, fracciones II, III y IV, 87, 89, fracción V, de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 4, 5, 22 fracciones I, II, III, IV, V, VIII y X, 38, fracción I, 39 y 40 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 10, fracción I, 13, fracciones IV, inciso a) y XIII, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CONSIDERANDO

Que, con la finalidad de promover el desarrollo eficiente del sector energético, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante la Comisión, se encuentra facultada para emitir y supervisar el cumplimiento de la regulación en materia de medición de hidrocarburos, de conformidad con el artículo 43, fracción I, inciso h) de la Ley de Hidrocarburos, así como los artículos 4, 22, fracción II y 38, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Que, de manera particular, el artículo 44, fracción II, segundo párrafo, de la Ley de Hidrocarburos establece la facultad de la Comisión para emitir un dictamen técnico respecto a los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción que le sean presentados por los Asignatarios o Contratistas, según corresponda, el cual comprenderá, entre otros, la evaluación y, en su caso, la aprobación de los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos.

Que el 29 de septiembre de 2015, la Comisión emitió los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) con el objeto de brindar certeza jurídica a los sujetos regulados en relación con la evaluación de los mecanismos de medición, a través del establecimiento de estándares y requerimientos para la medición de hidrocarburos, así como de los criterios de evaluación de los mismos.

Que el Órgano de Gobierno de la Comisión tiene la facultad de emitir y modificar la regulación, lineamientos, disposiciones técnicas y administrativas, en las materias competencia de la Comisión previstas en la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento y demás normativa aplicable.

Que en términos del artículo 31, fracción IX de la Ley de Hidrocarburos, corresponde a la Comisión apoyar técnicamente a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo en el ejercicio de sus funciones, así como que el artículo 43, fracción I de la Ley de Hidrocarburos establece que en las materias de su competencia este Órgano Regulador Coordinado cuenta con atribuciones para emitir regulación y supervisar su cumplimiento por parte de los Asignatarios y Contratistas, por lo que es conveniente establecer la información que éstos deberán reportar para los efectos fiscales previstos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Que en consecuencia de la revisión realizada por la Comisión se establecen como parte del Anexo I de los Lineamientos los formatos para que los Operadores Petroleros entreguen el reporte diario de producción por punto de medición; el reporte mensual de producción y aforos; los reportes de balance de petróleo, Condensados y Gas Natural; y los reportes anuales de censo de medición por sistemas de medición, tanques, y equipos de autoconsumo, referidos en los artículos 10 y 36 de los Lineamientos.

Que en atención al artículo Quinto del Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, la Comisión realizó diversas acciones de simplificación a los Lineamientos entre los que se encuentran el establecimiento de un procedimiento expedito para disminuir los plazos máximos de respuesta de los trámites señalados en el artículo 53, fracciones I a III de los Lineamientos, y la transformación de un trámite de solicitud en aviso conforme al último párrafo del artículo 53.

Que en virtud de lo antes expuesto y con base en el mandato legal conferido a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, el Órgano de Gobierno de esta Comisión por unanimidad de votos, emitió el siguiente:

Que, en virtud de lo expuesto y con base en el mandato legal conferido a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética para la emisión de la regulación en materia de medición de hidrocarburos, el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió el Acuerdo CNH.E.61.005/17, mediante el cual aprobó el siguiente:

ACUERDO POR EL QUE SE MODIFICAN Y ADICIONAN DIVERSOS ARTÍCULOS DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS

ARTÍCULO ÚNICO. Se modifican los artículos 10, primer párrafo, fracción I, fracción II en sus letras a., b. y c. y último párrafo; fracción III en los puntos i y ii de la letra c.; numeral 1, del punto ii de la letra f. y último párrafo; fracción IV, último párrafo; 11, primer párrafo y fracciones I, II, III y IV; 12; 13, párrafos primero, segundo y tercero; 20, tercer párrafo y fracción I; 25, primer párrafo, fracciones II, IV, V, VI y VII, y segundo párrafo; 27; 28, fracción II; 32, segundo párrafo; 36; 41, fracción IV y letra b de la fracción V, 50 cuarto párrafo; 51; 52, fracción IV; 53, primer y último párrafos; **se adicionan** al artículo 3 las fracciones VIII Bis, XI Bis y XVIII Bis, al artículo 10, un segundo párrafo en la fracción I; los puntos i a v. a la letra c. de la fracción II, una fracción V y el último párrafo; al artículo 52 una fracción V y al artículo 53, los párrafos segundo, tercero, cuarto y quinto y se recorre el párrafo subsecuente; los formatos del Anexo 1; y dos referencias normativas al Anexo 2.; y **se derogan** las letras d. y e. de la fracción II del artículo 10; el último párrafo del artículo 11; las fracciones I a V del artículo 13 y el último párrafo del artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos para quedar como sigue:

Artículo 3. ...

...

VIII Bis. Calidad: Características y propiedades de los Hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura que sean referidas en sitio y que dependiendo del propósito especial de uso de los Hidrocarburos se pueden establecer parámetros mínimos.

...

XI Bis. Condensados: Líquidos del Gas Natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados.

...

XVIII Bis. Gas Natural: La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Así mismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.

...

Artículo 10. De la Información de medición y producción a reportar por los Operadores Petroleros. El Operador Petrolero transmitirá a la Comisión la información sobre la Medición de los Hidrocarburos de conformidad con lo siguiente:

I. **Información que se deberá remitir diariamente.** El Operador Petrolero deberá remitir diariamente la información de volumen y calidad de los Hidrocarburos, así como el Poder Calorífico del Gas Natural por componente y mezcla en el Punto de Medición, a través de medios electrónicos, de acuerdo con el formato establecido en el Anexo 1 de los presentes Lineamientos.

En el caso de que los pentanos y otros Hidrocarburos más pesados se encuentren en estado gaseoso en el Punto de Medición, se calculará el volumen del líquido equivalente (barriles) con el estándar API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente;

II. ...

- a. El volumen y calidad de los Hidrocarburos, así como el Poder Calorífico del Gas Natural, por componente y mezcla, extraídos o producidos por el Operador Petrolero, distinguiendo la producción de Petróleo, Condensado, Gas Natural y agua promedio, por día, incluyendo el volumen líquido equivalente de los pentanos e Hidrocarburos más pesados contenidos en el Gas Natural, de conformidad con los formatos del Anexo 1;
- b. El volumen extraído de los Hidrocarburos por pozo y yacimiento, en caso de que así lo haya establecido la Comisión en el Dictamen Técnico, en los formatos del Anexo 1, y
- c. El Balance de Hidrocarburos, desde el pozo y, en su caso, del yacimiento, hasta el Punto de Medición, de acuerdo con los formatos del Anexo 1, tomando en consideración, entre otros, los siguientes conceptos operativos:
 - i. El volumen de Gas Natural de autoconsumo;
 - ii. El volumen de Gas Natural para bombeo neumático;
 - iii. El volumen de Gas Natural reinyectado;
 - iv. El volumen de Gas Natural transferido de una Asignación o Área Contractual, y
 - v. El volumen de Gas Natural que se hubiere quemado o venteado de manera rutinaria o en casos excepcionales.
- d. [Derogado]
- e. [Derogado]

La entrega de la información consolidada deberá realizarse dentro de los primeros siete días hábiles posteriores a la conclusión del Periodo en el que se haya registrado, en los medios que la Comisión determine, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

III. ...

...

c. ...

- i. Volumen total y calidad promedio ponderado de Hidrocarburos extraídos o producidos por el Operador Petrolero, distinguiendo la producción de Petróleo, Condensado, Gas Natural y agua en el año;
- ii. Volumen total de Hidrocarburos y calidad promedio ponderada, así como el Poder Calorífico del Gas Natural, extraídos o producidos por el Operador Petrolero por mes, con gráfico de cada uno;

...

f. ...

...

ii. ...

1. Listado de los Sistemas de Medición Operacional, de Referencia y del Punto de Medición, con sus presupuestos y sus respectivos valores de Incertidumbre de Medida, así como sus Instrumentos de Medida, desde los pozos hasta su incorporación al Sistema de Transporte o Almacenamiento, inclusive su Transferencia, de acuerdo con el formato correspondiente.

...

La entrega de la información a que hace referencia esta fracción deberá realizarse durante el mes de enero del año inmediato siguiente a aquel que se reporte, en los medios que la Comisión determine conforme a lo establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.

IV. ...**a. a h. ...**

...

La información referida en los incisos a) al h) de la presente fracción, deberá ser incluida en la Bitácora de Registro.

V. De la información a reportar. Para efecto de los reportes de información a que hacen referencia las fracciones I, II y III del presente artículo, el Operador Petrolero deberá considerar las cantidades de Petróleo, Gas Natural, agua y Condensado, considerando tanto los Condensados recuperados como los Condensados calculados provenientes de los pentanos e Hidrocarburos más pesados, expresadas en las unidades de medida requeridas para cada tipo de Hidrocarburo conforme a lo siguiente:

- a. Para el caso del Petróleo, se reportarán los volúmenes en Barriles, el grado API y el contenido de azufre en porcentaje;
- b. Para el caso del Condensado, el volumen se reportará en Barriles. En el caso de que los pentanos y otros hidrocarburos más pesados se encuentren en estado gaseoso en el Punto de Medición, se calculará el volumen del líquido equivalente (barriles) con el estándar API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente;
- c. Para el caso del Gas Natural, el volumen se reportará en pies cúbicos y en millones de BTU. Asimismo, se reportará el volumen y el Poder Calorífico (en BTU/ft³) por el total y por cada uno de sus componentes (metano, etano, propano, butano, pentano y hexanos en adelante (C₆⁺) en las mismas unidades de medida;
- d. Para el caso de que, en el Punto de Medición, el Gas Natural, contenga pentanos e hidrocarburos más pesados, la información presentada deberá estar sustentada en el análisis cromatográfico señalado en el artículo 32 de los presentes Lineamientos; considerando que el reporte de volumen de estos componentes deberá ser expresado en barriles y calculado de acuerdo con el estándar API MPMS14.5.
- e. Para efecto de los reportes referidos en el presente artículo, se utilizará Barril y BTU. Lo anterior, conforme a lo señalado en el artículo 3, fracciones VI y VII de los presentes Lineamientos, y
- f. Para la determinación y expresión del Poder Calorífico del Gas Natural, el cálculo se realizará de acuerdo a la API MPMS 14.5 y la GPA 2145, en su versión más reciente.

La información solicitada en las fracciones I a la IV del presente artículo, se considerará soporte de la Gestión y Gerencia de Medición.

Artículo 11. De las condiciones y unidades para la entrega de la información. Las condiciones de referencia y unidades para la entrega de información de la Medición de Hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en la LISH son las siguientes:

- I. Condiciones de referencia o estándar:
 - a. Temperatura 15.56°C (60° F), y
 - b. Presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera).
- II. Volumen para Hidrocarburo líquido en Barril (158.99 Litros);
- III. Volumen para Gas Natural en ft³, y
- IV. Poder Calorífico del Gas Natural en BTU/ft³.

[Párrafo derogado]

Artículo 12. De las unidades a utilizar en el volumen y en la calidad. La información que el Operador Petrolero remita a la Comisión deberá utilizar las unidades de medida señaladas en el artículo 11 de los presentes Lineamientos.

Artículo 13. De las conversiones de volumen, calidad y Poder Calorífico de los Hidrocarburos. Para efecto de la conversión de volúmenes del Sistema de Unidades, se podrá utilizar la publicación técnica del Centro Nacional de Metrología (CENAM-MMM-PT-003) del Capítulo V Correspondencia entre unidades.

- I. [Derogado]
- II. [Derogado]
- III. [Derogado]
- IV. [Derogado]
- V. [Derogado]

Para efecto de la conversión del Poder Calorífico del Gas Natural, el Operador Petrolero deberá aplicar la metodología establecida en la API MPMS 14.5, utilizando las propiedades físicas señaladas en la GPA 2145 referida en la citada API.

Las conversiones citadas en los dos párrafos anteriores, se llevarán a cabo tomando como base la información reportada conforme a lo previsto en el artículo 10 de los presentes Lineamientos.

Artículo 20. ...

...

El plan de desarrollo para la Extracción que presenten los Operadores Petroleros para aprobación de la Comisión, deberá incluir, en su caso, el proyecto de acuerdo entre Operadores Petroleros o entre un Operador Petrolero y un tercero, el cual deberá referir, al menos, lo siguiente:

- I. El procedimiento para determinar los volúmenes y calidad que corresponden a cada Operador Petrolero.

...

Artículo 25. De la Medición del Gas Natural. El Operador Petrolero medirá y reportará a la Comisión el volumen del Gas Natural producido, aprovechado, reinyectado, quemado y venteado, producto de las actividades de Exploración y de Extracción de Hidrocarburos, conforme a lo siguiente:

- I. ...
- II. El Gas Natural aprovechado deberá medirse directamente a través de medidores de flujo.
- III. ...
- IV. En todos los casos se deberá determinar la composición química del Gas Natural, ya sea por muestreo y su posterior análisis de laboratorio o por analizadores continuos.
- V. Si el flujo de Gas Natural contiene pentanos e Hidrocarburos más pesados, el Operador Petrolero instalará un separador bifásico y un medidor para el líquido recuperado en la línea de quema o de aprovechamiento de dichos Hidrocarburos.
- VI. Para reportar el Gas Natural producido, aprovechado, reinyectado o quemado se deberán desglosar los Condensados (pentanos e Hidrocarburos más pesados) y el nitrógeno, en su caso.
- VII. Los niveles de Incertidumbre de Medida del Gas Natural para efectos de quema no podrá ser mayor al 5%. En este supuesto, la Comisión considerará la posible intermitencia del flujo del Gas Natural en el Dictamen Técnico, lo cual podrá afectar el porcentaje referido. En los casos en los que el aprovechamiento y la reinyección tengan efectos fiscales o comerciales, los niveles de Incertidumbre de Medida no podrán ser mayores al 1%.

En caso de que por razones excepcionales se ventee el Gas Natural, el Operador Petrolero también deberá reportarlo a la Comisión en los términos señalados en el presente artículo.

...

Artículo 27. De la determinación de la calidad del Gas Natural procedente de pozos o de los separadores. Para cada corriente de Gas Natural proveniente de los pozos o de los separadores se deberá determinar, entre otros, la densidad, humedad y su composición química, incluyendo impurezas, mismas que serán requeridos en el Dictamen Técnico correspondiente.

La densidad podrá ser medida por un densímetro en línea o calculada con una ecuación de estado, conjuntamente con los datos de temperatura y presión del fluido medido. La presión y la temperatura deberán ser representativas de las condiciones del gas en la línea.

La composición será determinada mediante análisis cromatográfico.

El Poder Calorífico del Gas Natural en su totalidad deberá determinarse a partir de la composición obtenida por análisis cromatográfico, por un analizador automático o mediante calorímetro.

Artículo 28. ...

...

II. Gas Natural:

a. a f. ...

[Párrafo eliminado]

Artículo 32. ...

Adicionalmente, el Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, mismo que deberá remitir a la Comisión.

Artículo 36. Volúmenes derivados de pruebas de pozos en la etapa Exploratoria. En caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos en la etapa exploratoria, éstos deberán ser reportados en el Balance conforme a los formatos de balance establecidos en el Anexo I. Lo anterior, se preverá en el Dictamen Técnico correspondiente.

Artículo 41. ...

...

I. ...

...

IV. Medición dinámica del Gas Natural;

V. ...

a. ...

b. Gas Natural, y

...

Artículo 50. ...

...

...

En caso de fallas o desviaciones en los Sistemas de Medición, si los Instrumentos de Medida de respaldo hubieren fallado o si existiera una desviación por más de 1%, se ajustan los valores de Medición como sigue:

...

Artículo 51. Del reemplazo del Sistema de Medición. Si el Operador Petrolero decide, por causas debidamente justificadas, reemplazar cualquier Sistema de Medición, elementos o software relacionado con los mismos, se dará aviso a la Comisión para que, de considerarlo conveniente, se encuentre presente cuando la operación se lleve a cabo.

Artículo 52. ...

...

IV. Cambio en la programación de pruebas de Calibración, y

V. Entrada o salida parcial, total o definitiva de operación de los Sistemas de Medición.

Artículo 53. De las aprobaciones. El Operador Petrolero deberá someter a aprobación de la Comisión, previo a su ocurrencia, lo siguiente:

...

IV. ...

Para lo anterior, el Operador Petrolero deberá remitir a la Comisión mediante escrito libre, la información que justifique la solicitud que se presenta conforme a las fracciones anteriores y estos Lineamientos.

En estos casos, la Comisión resolverá la solicitud correspondiente dentro de los 15 días hábiles posteriores a que haya sido recibida la solicitud. La Comisión podrá prevenir al interesado, dentro de los primeros 5 días hábiles posteriores que se haya recibido la solicitud, a fin de que el Operador Petrolero subsane la información. La prevención suspenderá los plazos para la aprobación de la solicitud correspondiente.

Por su parte, el Operador Petrolero deberá subsanar la información dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación de la prevención señalada en el párrafo anterior. En caso de que el Operador Petrolero no subsane la información, o no se desahogue la prevención en el plazo señalado, la Comisión desechará la solicitud.

En caso de que un Operador Petrolero presente 3 o más solicitudes de manera simultánea, los plazos establecidos en el presente artículo se ampliarán hasta por el doble del tiempo previsto para que la Comisión resuelva lo conducente.

En caso de que se detecte que alguno de los componentes de los Sistemas de Medición está fuera de las especificaciones, descompuesto o calibrado incorrectamente, y el Operador Petrolero requiera un plazo mayor a setenta y dos horas para repararlo, éste deberá dar aviso a la Comisión.

...

ANEXO 1 - Formatos

El presente Anexo establece los formatos a través de los cuales los Operadores Petroleros deben dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en los artículos 10 y 36 de los Lineamientos. Estos formatos son los siguientes:

- I. Formatos CNH_DGM_VHP
 1. Reporte mensual de producción de petróleo, gas natural y Condensados
 2. Reporte mensual de Aforos
- II. Formatos CNH_DGM_VHPM
 3. Reporte diario de producción por Punto de Medición.
 4. Reporte mensual de producción por Punto de Medición
- III. Formatos CNH_DGM_Balances
 5. Reporte de balance de petróleo.
 6. Reporte de balance de condensados.
 7. Reporte de balance de gas natural.
- IV. Formatos CNH_DGM_Censos
 8. Reporte anual de censo de medición - sistemas de medición.
 9. Reporte anual de censo de medición - tanques.
 10. Reporte anual de censo de equipos de autoconsumo.

Los formatos referidos en el presente Anexo estarán disponibles en hoja de cálculo en la página de Internet de la Comisión para facilitar su llenado.

 Comisión Nacional de Hidrocarburos	Comisión Nacional de Hidrocarburos Dirección General de Medición	Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos
	Anexo 2: Referencias Normativas	

Referencias Normativas

4. ...

...

AGA Report No. 11

[...].

API MPMS 14.5.

Cálculo del valor calorífico bruto, densidad relativa, compresibilidad y el contenido teórico de hidrocarburos líquidos para una mezcla de gas natural para transferencia de custodia (Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer)

...

5. ...

...

II. ...

...

GPA Standard 2145

Tabla de Propiedades Físicas de hidrocarburos y otros compuestos de interés para la Industria del Gas Natural (Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry)

...

TRANSITORIOS

PRIMERO. El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. La Comisión Nacional de Hidrocarburos integrará a los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos las modificaciones del presente Acuerdo, para contar con una versión integral de los mismos, los cuales pondrá a disposición del público en general, a través de la página de Internet www.gob.mx/cnh.

TERCERO. Los reportes y la entrega de la información que se hayan presentado ante la Comisión, previo a la entrada en vigor del presente Acuerdo, no le serán aplicables las modificaciones realizadas a los Lineamientos.

Ciudad de México, a 23 de noviembre de 2017.- Los Comisionados Integrantes del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: el Comisionado Presidente, **Juan Carlos Zepeda Molina**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Héctor Alberto Acosta Félix, Gaspar Franco Hernández**.- Rúbricas.

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Reporte de producción de petróleo, gas natural y condensados Plantilla CNH_DGM_VHP_01

ID del Contrato o Asignación	Región Fiscal	Nombre del campo	ID del Pozo	Nombre de Pozo	Fecha [dd/mm/aaaa]	Días de Producción [Días]	Tipo de Fluido	Producción de Petróleo Bruto [bb]	Producción de Petróleo Neto [bb]	°API	% S	Sal [Lb/Mbb]
------------------------------	---------------	------------------	-------------	----------------	--------------------	---------------------------	----------------	-----------------------------------	----------------------------------	------	-----	--------------

(Continúa)

Producción de Condensado Neto [bb]	Producción de Agua Neto [bb]	Producción de Gas Asociado [MMPC]	Producción de Gas No Asociado [MMPC]	C ₁ [% mol]	C ₂ [% mol]	C ₃ [% mol]	C ₄ [% mol]	IC ₄ [% mol]	C ₅₊ [% mol]	CO ₂ [% mol]	H ₂ S [% mol]	N ₂ [% mol]
------------------------------------	------------------------------	-----------------------------------	--------------------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	--------------------------	------------------------

(Continúa)

Poder Calorífico de Gas [BTU/PC]	Peso Molecular de Gas [Lb/mol]	Energía de Gas [MMBTU]	RGA [MPC/bbl] (Asig - AC)	°API (Asig - AC)	% S (Asig - AC)	Sal [Lb/Mbb] (Asig - AC)	Poder Calorífico de Petróleo [BTU/bbl] (Asig - AC)	C ₁ [% mol] (Asig - AC)	C ₂ [% mol] (Asig - AC)	C ₃ [% mol] (Asig - AC)	C ₄ [% mol] (Asig - AC)	IC ₄ [% mol] (Asig - AC)
----------------------------------	--------------------------------	------------------------	---------------------------	------------------	-----------------	--------------------------	----------------------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------

(Continúa)

C ₅₊ [% mol] (Asig - AC)	CO ₂ [% mol] (Asig - AC)	H ₂ S [% mol] (Asig - AC)	N ₂ [% mol] (Asig - AC)	Poder Calorífico C ₁ [BTU/PC] (Asig - AC)	Poder Calorífico C ₂ [BTU/PC] (Asig - AC)	Poder Calorífico C ₃ [BTU/PC] (Asig - AC)	Poder Calorífico C ₄ [BTU/PC] (Asig - AC)	Poder Calorífico IC ₄ [BTU/PC] (Asig - AC)	Poder Calorífico de Asignación [BTU/PC] (Asig - AC)	Energía de Gas [MMBTU] (Asig - AC)	Vol C ₅₊ [bb] (Asig - AC)	Poder Calorífico de C ₅₊ [BTU/bbl] (Asig - AC)
-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------------------------	------------------------------------------------------	------------------------------------------------------	------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------	------------------------------------	--------------------------------------	-----------------------------------------------------------

(Continúa)

Líquido Equivalente de la Fase Gaseosa [bb]	Condensado Total	Eventos
---------------------------------------------	------------------	---------

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

 MÉXICO GOBIERNO DE LA REPÚBLICA	 SENER SECRETARÍA DE ENERGÍA	 COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria	 CNH Comisión Nacional de Hidrocarburos	Contacto: Av. Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Benito Juárez. Ciudad de México. C.P 03700 Tel. (55) 4774 6500 Ext.8535
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Reporte mensual de Aforos Plantilla CNH_DGM_VHP_02

ID del Contrato o Asignación	Región Fiscal	Nombre del campo	ID del Pozo	Nombre de Pozo	Fecha [dd/mm/aaaa]
------------------------------	---------------	------------------	-------------	----------------	--------------------

(Continúa)

Presión de Cabeza [kg/cm2]	Estrangulador [plg]	Presión de Línea [kg/cm2]	Temperatura [°C]	Producción de Petróleo [bbl/día]
----------------------------	---------------------	---------------------------	------------------	----------------------------------

(Continúa)

Producción de Gas [MMPC/día]	Producción de Agua [bbl/día]	RGA [MPC/bbl]	Observaciones
------------------------------	------------------------------	---------------	---------------

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Instructivo de llenado para los reportes de producción diaria y mensual para envío a la Comisión Nacional de Hidrocarburos por parte del Operador Petrolero

Producción Mensual por Pozo			
Columna	Variable	Unidades / Formato	Instrucción de llenado
A	ID Contrato o Asignación	Texto	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (Para el caso de las asignaciones, la letra y número asignado por la Secretaría de Energía, de acuerdo con lo siguiente: A-XXXX, AE-XXXX, A-XXXX-M o AE-XXXX-M). Para el caso de áreas contractuales, será el ID asignado por la CNH.
B	Región Fiscal	Texto	Paleoanálisis de Chicontepec
C	Nombre del Campo	Texto	Nombre del campo al que corresponde el pozo
D	ID de Pozo	Texto	Identificador de pozo del que se reporta producción de acuerdo con la nomenclatura establecida en el Anexo III de los Lineamientos de Perforación de Pozos
E	Nombre del Pozo	Texto	Nombre del pozo oficial (designado según Anexo III de los Lineamientos de Perforación de Pozos) del que se reporta producción
F	Fecha	dd/mm/aaaa	Fecha a la que se reporta producción mensual
G	Días de Producción	Gas	Número de días que estuvo operando el pozo
H	Tipo de fluido	Texto	Reportar el tipo de hidrocarburo de acuerdo con: Aceite negro, aceite volátil, gas húmedo asociado libre, gas húmedo no asociado, gas seco, gas y condensado
I	Producción de Petróleo Bruto	bbbl	Producción mensual de Petróleo Bruto por pozo
J	Producción de Petróleo Neto	bbbl	Producción mensual de Petróleo Neto por pozo
K	API	°API	Densidad en grados API por pozo
L	% S	%	Contenido de Azufre por pozo en porcentaje de masa
M	Sal	Lb/Mbbbl	Contenido de Sal por pozo
N	Producción de Condensado Neto	bbbl	Producción mensual de Condensado por pozo
O	Producción de Agua Neto	bbbl	Producción mensual de Agua neta por pozo
P	Producción de Gas Asociado	MMPSC	Producción mensual de Gas Asociado por pozo
Q	Producción de Gas No Asociado	MMPSC	Producción mensual de Gas No Asociado por pozo
R	C ₁	% mol	Porcentaje molar del Metano reportado por pozo
S	C ₂	% mol	Porcentaje molar del Etano reportado por pozo
T	C ₃	% mol	Porcentaje molar del Propano reportado por pozo
U	C ₄	% mol	Porcentaje molar del Butano reportado por pozo
V	RC ₄	% mol	Porcentaje molar del iso-Butano reportado por pozo
W	C ₅	% mol	Porcentaje molar del Pentano reportado por pozo
X	CO ₂	% mol	Porcentaje molar del Dióxido de Carbono reportado por pozo
Y	H ₂ S	% mol	Porcentaje molar del ácido sulfhídrico reportado por pozo
Z	N ₂	% mol	Porcentaje molar del Nitrógeno reportado por pozo
AA	Poder Calorífico de Gas	BTU/PC	Poder calorífico del Gas reportado por pozo
AB	Peso Molecular de Gas	Lb/Mol	Peso molecular del Gas por pozo
AC	Energía de Gas	MMBTU	Energía del volumen total de gas por pozo
AD	RG (Asig - AC)	MPC/abbl	Relación Gas-Aceite por Asignación o Área Contractual
AE	°API (Asig - AC)	°API	Densidad en grados API por Asignación o Área Contractual
AF	% S (Asig - AC)	%	Contenido de Azufre por Asignación o Área Contractual en porcentaje de masa
AG	Sal (Asig - AC)	Lb/Mbbbl	Contenido de Sal por Asignación o Área Contractual
AH	Poder Calorífico de Petróleo (Asig - AC)	BTU/abbl	Poder calorífico promedio de Petróleo por Asignación o Área Contractual
AI	C ₁ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Metano reportado por Asignación o Área Contractual
AJ	C ₂ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Etano reportado por Asignación o Área Contractual
AK	C ₃ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Propano reportado por Asignación o Área Contractual
AL	C ₄ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Butano reportado por Asignación o Área Contractual
AM	RC ₄ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del iso-Butano reportado por Asignación o Área Contractual
AN	C ₅ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Pentano reportado por Asignación o Área Contractual
AO	CO ₂ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Dióxido de Carbono reportado por Asignación o Área Contractual
AP	H ₂ S (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Ácido Sulfhídrico reportado por Asignación o Área Contractual
AQ	N ₂ (Asig - AC)	% mol	Porcentaje molar del Nitrógeno reportado por Asignación o Área Contractual
AR	Poder Calorífico C ₁ (Asig - AC)	BTU/PC	Poder calorífico del Metano reportado por Asignación o Área Contractual
AS	Poder Calorífico C ₂ (Asig - AC)	BTU/PC	Poder calorífico del Etano reportado por Asignación o Área Contractual
AT	Poder Calorífico C ₃ (Asig - AC)	BTU/PC	Poder calorífico del Propano reportado por Asignación o Área Contractual
AU	Poder Calorífico C ₄ (Asig - AC)	BTU/PC	Poder calorífico del Butano reportado por Asignación o Área Contractual
AV	Poder Calorífico RC ₄ (Asig - AC)	BTU/PC	Poder calorífico del iso-Butano reportado por Asignación o Área Contractual
AW	Poder Calorífico de Asignación (Asig - AC)	BTU/PC	Poder calorífico de Gas total reportado por Asignación o Área Contractual
AX	Energía de Gas (Asig - AC)	MMBTU	Energía del volumen total de gas por Asignación o Área Contractual
AY	Vol C ₅₊ (Asig - AC)	bbbl	Volumen de los pentanos en adelante por Asignación o Área Contractual
AZ	Poder Calorífico de C ₅₊ (Asig - AC)	BTU/abbl	Poder calorífico de los condensados por Asignación o Área Contractual
BA	Líquido Equivalente de la Fase Gaseosa	bbbl	Líquido equivalente calculado de la fase gaseosa a partir de C ₅₊
BB	Condensado Total	bbbl	Suma de volumen de producción de condensado neto y líquido equivalente calculado de la fase gaseosa
BC	Eventos	Texto	Principales eventos (programados o imprevistos) que afecten la producción, cierre de pozos, reparaciones, libranzas, etc. Otros comentarios



Contacto: Av. Patriotismo 580,
 Colonia Nonoalco,
 Benito Juárez, Ciudad de
 México, C.P. 03700
 Tel. (55) 4774 6500 Ext.8535

Aforos de Pozo			
Columna	Variable	Formato / Unidades	Descripción
A	ID Contrato o Asignación	Texto	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (designado por la Dirección General de Asignaciones y Contratos de la CNH)
B	Región Fiscal	Texto	Región fiscal o identificador del contrato
C	Campo	Texto	Nombre del campo al que corresponde el pozo
D	ID de Pozo	Texto	Identificador de pozo del que se reporta producción
E	Nombre de Pozo	Texto	Nombre del pozo oficial (designado según Anexo III de los Lineamientos de Perforación de Pozos) del que se reporta producción
F	Fecha	dd/mm/aaaa	Fecha en la que se realiza la medición
G	Presión de Cabeza	kg/cm2	Presión medida en la cabeza de pozo
H	Estrangulador	plg	Diámetro de estrangulador
I	Presión de Línea	kg/cm2	Presión de línea o de bajante, según corresponda al tipo de pozo
J	Temperatura	°C	Temperatura medida en la cabeza del pozo
K	Producción de Petróleo	m3/día	Producción de Petróleo del pozo
L	Producción de Gas	MMPc/día	Producción de Gas del pozo
M	Producción de Agua	m3/día	Producción de Agua del pozo
N	RGAs	MPC/bbl	Relación Gas-Acete del pozo
O	Observaciones	Texto	Comentarios o eventos observados durante la medición

Código de colores:	
	Patrleo
	Gas
	Condensado
	Agua

Notas:
 Para datos numéricos reportar con al menos cuatro cifras significativas después del punto (decimales), ejemplo: XX.XXXX
 Para el caso de la calidad del petróleo ("API, %S, Sal), composición del gas y RGA se reportará el promedio del día o mes (según corresponda al reporte) de todas las muestras
 Se utiliza el prefijo "M" como equivalente a "miles" y "MM" para "millones". En el caso de Asignaciones indica Modificación
 Fórmula del Poder Calorífico de la Mezcla: $PCM = x_1 \cdot PC_1 + x_2 \cdot PC_2 + x_3 \cdot PC_3 + x_4 \cdot PC_4$, donde, x_1 es el porcentaje volumétrico del componente 1 y PC_1 es el poder calorífico del componente 1
 Los componentes de C_1 a C_4 , son opcionales de acuerdo al modelo del cromatógrafo que se utilice
 Las siglas "Asig" corresponden a Asignación y "AC" a Área Contractual

Reporte diario de producción por Punto de Medición Plantilla CNH_DGM_VHPM_01

ID Contrato / Asignación	Región Fiscal	Ubicación del Punto de Medición	Tag del Patín de Medición	Tipo de Medidor	Tag del Medidor	Clasificación del Sistema de Medición	Tipo de Hidrocarbur	Fecha [dd/mm/aaaa]	Presión [kg/cm2]	Temperatura [°C]
--------------------------	---------------	---------------------------------	---------------------------	-----------------	-----------------	---------------------------------------	---------------------	--------------------	------------------	------------------

(Continúa)

Producción de petróleo medido neto [bbl]	°API	% S	Sal [Lb/Mbbl]	% H ₂ O	Producción de condensado medido neto [bbl]	°API	% S	% H ₂ O
------------------------------------------	------	-----	---------------	--------------------	--------------------------------------------	------	-----	--------------------

(Continúa)

Producción de gas medido [MMPC]	C ₁ [% mol]	C ₂ [% mol]	C ₃ [% mol]	C ₄ [% mol]	IC ₄ [% mol]	C ₅₊ [% mol]	CO ₂ [% mol]	H ₂ S [% mol]	N ₂ [% mol]	Poder Calorífico de Gas [BTU/PC]
---------------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	--------------------------	------------------------	----------------------------------

(Continúa)

Peso Molecular de Gas [Lb/mol]	Energía de Gas [MMBTU]	Vol C ₅₊ [bbl] (Asig - AC)	Poder Calorífico de C ₅₊ [BTU/bbl] (Asig - AC)	Líquido Equivalente de la Fase Gaseosa [bbl]	Condensado Total	Eventos
--------------------------------	------------------------	---------------------------------------	-----------------------------------------------------------	----------------------------------------------	------------------	---------

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Instructivo de llenado para el reporte de producción diaria por Punto de Medición para envío a la Comisión Nacional de Hidrocarburos por parte del Operador Petrolero

Producción Diaria por Punto de Medición			
Columna	Variable	Unidades / Formato	Instrucción de llenado
A	Asignación o Área Contractual	Texto	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (designado por la Dirección General de Asignaciones y Contratos de la CNH)
B	Región Fiscal / ID del Contrato	Texto	Región fiscal o identificador del contrato
C	Ubicación del Punto de Medición	Texto	Nombre completo de la Instalación donde se ubica el Punto de Medición
D	Tag del Patín de Medición	Texto	Código de identificación del patín de medición
E	Tipo de Medidor	Texto	Tipo de tecnología del elemento primario, ejemplo; Turbina, Ultrasónico, Coriolis, etc.
F	Tag del Medidor	Texto	Código de identificación del medidor
G	Clasificación del Sistema de Medición	Texto	Clasificación del sistema de medición de acuerdo a su operación según definición de LTMMH (Fiscal, Operacional, de Referencia y de Transferencia)
H	Tipo de Hidrocarburo	Texto	Tipo de Hidrocarburo
I	Fecha	dd/mm/aaaa	Fecha a la que se reporta producción mensual
J	Presion	Kg/cm2	Presion de flujo en punto de medición
K	Temperatura	°C	Temperatura de flujo en punto de medición
L	Producción de Petróleo Medido Neto	bbl	Producción mensual de Petróleo Neto medido y registrado por Sistema de Medición en la instalación
M	°API	°API	Densidad del Petróleo en grados API
N	% S	%	Contenido de Azufre en porcentaje de masa asociado al Petróleo
O	Sal	Lb/Mbbl	Contenido de Sal asociado al Petróleo
P	% H2O	%	Contenido de Agua en porcentaje de volumen asociado al Petróleo
Q	Producción de Condensado Medido Neto	bbl	Producción mensual de Condensado Neto medido y registrado por Sistema de Medición en la instalación
R	°API	°API	Densidad del Condensado en grados API
S	% S	%	Contenido de Azufre en porcentaje de masa asociado al Condensado
T	% H2O	%	Contenido de Agua en porcentaje de volumen asociado al Condensado
U	Producción de Gas Medido	MMPC	Producción mensual de Gas medido y registrado por Sistema de Medición en la instalación
V	C ₁	% mol	Porcentaje molar del Metano
W	C ₂	% mol	Porcentaje molar del Etano
X	C ₃	% mol	Porcentaje molar del Propano
Y	C ₄	% mol	Porcentaje molar del Butano
Z	IC ₄	% mol	Porcentaje molar del iso-butano

Instructivo de llenado para el reporte de producción diaria por Punto de Medición para envío a la Comisión Nacional de Hidrocarburos por parte del Operador Petrolero

Producción Diaria por Punto de Medición

Columna	Variable	Unidades / Formato	Instrucción de llenado
AA	C ₅₊	% mol	Porcentaje molar del pentanos y más pesados
AB	CO ₂	% mol	Porcentaje molar del Dióxido de Carbono
AC	H ₂ S	% mol	Porcentaje molar del Ácido Sulfhídrico
AD	N ₂	% mol	Porcentaje molar del Nitrógeno
AE	Poder Calorífico de Gas	BTU/PC	Poder calorífico del Gas
AF	Peso Molecular de Gas	Lb/mol	Peso molecular del Gas
AG	Energía de Gas	MMBTU	Energía total mensual medida y registrada por el Sistema de Medición en la instalación
AH	Vol C5+	bbl	Volumen de C5+ de la asignación o área contractual
AI	Poder Calorífico de C5+	BTU/bbl	Poder calorífico del C5+ de la asignación o área contractual
AJ	Líquido Equivalente de la Fase Gaseosa	bbl	Cálculo de Líquido Equivalente de la Fase Gaseosa del Gas Natural correspondiente a C5+
AK	Condensado Total		Suma de la producción de condensado neto más el líquido equivalente de la fase gasosa
AL	Eventos	Texto	Principales eventos (programados o imprevistos) que afecten la producción, cierre de pozos, reparaciones, libranzas, etc. Otros comentarios

Codigo de colores:	Petróleo
	Gas
	Condensado
	Agua

Notas:

Para datos numéricos reportar con al menos cuatro cifras significativas después del punto (decimales), ejemplo: XX.XXXX

Para el caso de la calidad del petróleo (°API, %S, Sal), composición del gas y RGA se reportará el promedio del día o mes (según corresponda al reporte) de todas las muestras

Se utiliza el prefijo "M" como equivalente a "miles" y "MM" para "millones"

Formula del Poder Calorífico de la Mezcla: $PCM = x_1 \cdot PC_1 + x_2 \cdot PC_2 + x_3 \cdot PC_3 + \dots + x_n \cdot PC_n$, donde, x₁ es el porcentaje volumétrico del componente 1 y PC₁ es el poder calorífico del componente 1

Los componentes de C₆ a C₉₊ son opcionales de acuerdo al modelo del cromatógrafo que se utilice

Las siglas "Asig" corresponden a Asignación y "AC" a Área Contractual

Patín de Medición: Conjunto de trenes de medición asociado al sistema de medición

TAG se refiere al código de identificación del instrumento

Reporte de balance de petróleo Plantilla CNH_DGM_BP

ID del Contrato o Asignación	Región Fiscal	Nombre del campo	Punto de Medición	Fecha [dd/mm/aaaa]
------------------------------	---------------	------------------	-------------------	--------------------

(Continúa)

Entrada								
Inventario Inicial [bb]	Volumen Extraído de Petróleo [bb]	Volumen Extraído de Agua [bb]	Volumen de Petróleo Incorporado [bb]	Desempaque [bb]	Almacenamiento en Tanques [bb]	Almacenamiento en Recipientes [bb]	Otras entradas [bb]	Comentarios

(Continúa)

Salida						
Mermas por Evaporación [bb]	Mermas por Fugas [bb]	Empaque [bb]	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte [bb]	Factor de Encogimiento por Transporte	Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas [bb]	Factor de Encogimiento o por Impurezas

(Continúa)

Salida						
Volumen de Traspaso [bb]	Volumen Entregado en Punto de Medición [bb]	Autoconsumo [bb]	Inventario Final [bb]	Pérdidas No Identificadas [bb]	Otras Salidas [bb]	Comentarios

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Reporte de balance de condensados Plantilla CNH_DGM_BC

ID del Contrato o Asignación	Región Fiscal	Nombre del campo	Punto de Medición	Fecha [dd/mm/aaaa]
------------------------------	---------------	------------------	-------------------	--------------------

(Continúa)

Entrada							
Inventario Inicial [bb]	Volumen Extraído de Condensado [bb]	Volumen Extraído de Agua [bb]	Volumen de Condensado Incorporado [bb]	Almacenamiento en Tanques [bb]	Almacenamiento en Recipientes [bb]	Otras Entradas [bb]	Comentarios

(Continúa)

Salida							
Mermas por Evaporación [bb]	Mermas por Fugas [bb]	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte [bb]	Factor de Encogimiento por Transporte	Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas [bb]	Factor de Encogimiento por Impurezas	Volumen de Traspaso [bb]	Volumen Entregado en el Punto de Medición [bb]

(Continúa)

Salida				
Autoconsumo [bb]	Inventario Final [bb]	Pérdidas No Identificadas [bb]	Otras Salidas [bb]	Comentarios

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Reporte de balance de gas natural Plantilla CNH_DGM_BG

ID del Contrato o Asignación	Región Fiscal	Nombre del campo	Punto de Medición	Fecha [dd/mm/aaaa]
------------------------------	---------------	------------------	-------------------	--------------------

(Continúa)

Entrada					
Inventario Inicial [MMPC]	Volumen Extraído de Impurezas [MMPC]	Volumen Extraído de Gas Natural [MMPC]	Volumen de Gas Residual [MMPC]	Volumen de Gas Incorporado [MMPC]	Desempaque [MMPC]

(Continúa)

Entrada			
Almacenamiento en Tanques [MMPC]	Almacenamiento en Recipientes [MMPC]	Otras entradas [MMPC]	Comentarios

(Continúa)

Salidas							
Volumen de Gas venteado [MMPC]	Volumen de Gas Quemado [MMPC]	Volumen de Gas Traspasado [MMPC]	Volumen de Gas usado en BN o Recirculado [MMPC]	Volumen de Gas usado como Combustible [MMPC]	Volumen de Gas usado para Inyección a Yacimientos [MMPC]	Empaque [MMPC]	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte [MMPC]

(Continúa)

Salida							
Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas [MMPC]	Volumen Asociado al Encogimiento por Eficiencia de Manejo [MMPC]	Volumen Asociado al Encogimiento por Líquidos de Planta [MMPC]	Factor de Encogimiento por Transporte	Factor de Encogimiento por Impurezas	Factor de Encogimiento por Eficiencia de Manejo	Factor de Encogimiento por Líquidos en Planta	Volumen Entregado en Punto de Medición [MMPC]

(Continúa)

Salida			
Inventario Final [MMPC]	Pérdidas No Identificadas [MMPC]	Otras Salidas [MMPC]	Comentarios

(Continúa)

Entrada						
Inventario Inicial [MMBTU]	Volumen Extraído de Impurezas [MMBTU]	Volumen Extraído de Gas Natural [MMBTU]	Volumen de Gas Residual [MMBTU]	Volumen de Gas Incorporado [MMBTU]	Desempaque [MMBTU]	Almacenamiento en Tanques [MMBTU]

(Continúa)

Entrada		
Almacenamiento en Recipientes [MMBTU]	Otras entradas [MMBTU]	Comentarios

(Continúa)

Salidas							
Volumen de Gas a la Atmosfera [MMBTU]	Volumen de Gas Quemado [MMBTU]	Volumen de Gas Traspasado [MMBTU]	Volumen de Gas usado en BN o Recirculado [MMBTU]	Volumen de Gas usado como Combustible [MMBTU]	Volumen de Gas usado para Inyección a Yacimientos [MMBTU]	Empaque [MMBTU]	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte [MMBTU]

(Continúa)

Salidas							
Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas [MMBTU]	Volumen Asociado al Encogimiento por Eficiencia de Manejo [MMBTU]	Volumen Asociado al Encogimiento por Líquidos de Planta [MMBTU]	Factor de Encogimiento por Transporte	Factor de Encogimiento o por Impurezas	Factor de Encogimiento por Eficiencia de Manejo	Factor de Encogimiento por Líquidos en Planta	Volumen Entregado en Punto de Medición [MMBTU]

(Continúa)

Salidas				
Inventario Final Calculado [MMBTU]	Inventario Final Medido [MMBTU]	Perdidas No Identificadas [MMBTU]	Otras Salidas [MMBTU]	Comentarios

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Instructivo de llenado para los reportes de balance para envío a la Comisión Nacional de Hidrocarburos por parte del Operador Petrolero

Balance Mensual de Petróleo

Columna	Variable	Unidades / Formato	Instrucción de llenado
A	ID Contrato o Asignación	Texto	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (Para el caso de las asignaciones, la letra y número asignado por la Secretaría de Energía, de acuerdo con lo siguiente: A-XXXX, AE-XXXX, A-XXXX-M o AE-XXXX-M). Para el caso de áreas contractuales, será el ID asignado por la CNH
B	Región Fiscal	Texto	Región fiscal de acuerdo con la clasificación: Áreas terrestres, Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, Gas natural no asociado, Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros y Paleocanal de Chicoutepic
C	Nombre del Campo	Texto	Nombre del campo o campos dentro de la Asignación o Área Contractual
D	Punto de Medición	Texto	Nombre del punto de medición del área contractual o asignación
E	Fecha	dd/mm/aaaa	Fecha para la que se realiza el balance
F	Inventario Inicial	bbl	Refiérase al volumen inicial contenido en todo el sistema (ductos, equipos, válvulas, entre otros). Vol inicial = Vol final mes inmediato anterior
G	Volumen Extraído de Petróleo	bbl	Volumen extraído de petróleo
H	Volumen Extraído de Agua	bbl	Volumen extraído de agua
I	Volumen de Petróleo Incorporado	bbl	Volumen de petróleo traspasado desde otra asignación, área contractual o tercero, que represente una entrada de hidrocarburo al área de asignación o contractual
J	Desempaque	bbl	Volumen de petróleo como desempaque. Hidrocarburo que se encontraba almacenado en tuberías
K	Almacenamiento en Tanques	bbl	Volumen de petróleo que se encuentra almacenado en tanques
L	Almacenamiento en Recipientes	bbl	Volumen de petróleo que se encuentra almacenado en separadores, rectificadores entre otros
M	Otras entradas	bbl	Volumen de cualquier otra entrada identificada
N	Comentarios	Texto	Hacer la descripción de las entradas no contempladas
O	Mermas por Evaporación	bbl	Volumen estimado de la pérdida identificada por evaporación
P	Mermas por Fugas	bbl	Volumen estimado de la pérdida identificada por fugas
Q	Empaque	bbl	Volumen de petróleo utilizado como empaque. Hidrocarburo almacenado en tuberías
R	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte	bbl	Volumen atribuible al encogimiento durante el transporte
S	Factor de Encogimiento por Transporte	Adimensional	Factor utilizado para el cálculo del volumen de encogimiento durante el transporte
T	Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas	bbl	Volumen atribuible al encogimiento por impurezas
U	Factor de Encogimiento por Impurezas	Adimensional	Factor utilizado para el cálculo del volumen de encogimiento por impurezas
V	Volumen de Traspaso	bbl	Volumen de petróleo traspasado a otra asignación, área contractual o tercero
W	Volumen Entregado en Punto de Medición	bbl	Volumen medido y entregado en el punto de medición
X	Autoconsumo	bbl	Volumen calculado por autoconsumo que se encuentre dentro del aprobado por la comisión (equipo, maquinaria, entre otros)
Y	Inventario Final	bbl	Resultado del cálculo: Inventario inicial + Entrada de volumen 1...n - Salidas de volumen 1...n
Z	Pérdidas No Identificadas	bbl	Volumen de pérdidas estimadas mediante: Inventario final medido - Inventario final calculado
AA	Otras Salidas	bbl	Volumen de cualquier otra salida identificada
AB	Comentarios	bbl	Escribir los argumentos que expliquen los hallazgos detectados en el balance

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Balance Mensual de Condensado			
Columna	Variable	Unidades / Formato	Instrucción de llenado
A	ID Contrato o Asignación	Texto	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (Para el caso de las asignaciones, la letra y número asignado por la Secretaría de Energía, de acuerdo con lo siguiente: A-XXXX, AE-XXXX, A-XXXX-M o AE-XXXX-M). Para el caso de áreas contractuales, será el ID asignado por la CNH
B	Región Fiscal	Texto	Región fiscal de acuerdo con la clasificación: Áreas terrestres, Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, Gas natural no asociado, Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros y Paleocanal de Chicontepec
C	Nombre del Campo	Texto	Nombre del campo o campos dentro de la Asignación o Área Contractual
D	Punto de Medición	Texto	Nombre del punto de medición del área contractual o asignación
E	Fecha	dd/mm/aaaa	Fecha para la que se realiza el balance
F	Inventario Inicial	bbf	Refiérase al volumen inicial contenido en todo el sistema (ductos, equipos, válvulas, entre otros). Vol inicial = Vol final mes inmediato anterior
G	Volumen Extraído de Condensado	bbf	Volumen extraído de condensado
H	Volumen Extraído de Agua	bbf	Volumen extraído de agua
I	Volumen de Condensado Incorporado	bbf	Volumen de condensado traspasado desde otra asignación, área contractual o tercero
J	Almacenamiento en Tanques	bbf	Volumen de condensado que se encuentra almacenado en tanques
K	Almacenamiento en Recipientes	bbf	Volumen de condensado que se encuentra almacenado en separadores, rectificadores entre otros
L	Otras Entradas	bbf	Volumen de cualquier otra entrada identificada
M	Comentarios	Texto	Hacer la descripción de las entradas no contempladas
N	Mermas por Evaporación	bbf	Volumen estimado de la pérdida identificada por evaporación
O	Mermas por Fugas	bbf	Volumen estimado de la pérdida identificada por fugas
P	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte	bbf	Volumen atribuible al encogimiento durante el transporte
Q	Factor de Encogimiento por Transporte	Adimensional	Factor utilizado para el calculo del volumen de encogimiento durante el transporte
R	Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas	bbf	Volumen atribuible al encogimiento por impurezas
S	Factor de Encogimiento por Impurezas	Adimensional	Factor utilizado para el calculo del volumen de encogimiento por impurezas
T	Volumen de Traspaso	bbf	Volumen de condensado traspasado a otra asignación, área contractual o tercero
U	Volumen Entregado en Punto de Medición	bbf	Volumen medido y entregado en el punto de medición
V	Autoconsumo	bbf	Volumen calculado por autoconsumo aprobado por la comisión (Equipo, Maquinaria, entre otros)
W	Inventario Final	bbf	Resultado del cálculo: Inventario inicial calculado + Entrada de volumen 1.....n - Salidas de volumen 1.....n
Y	Pérdidas No Identificadas	bbf	Volumen de pérdidas estimadas mediante: Inventario final medido - Inventario final calculado
Z	Otras Salidas	bbf	Volumen de cualquier otra salida identificada
AA	Comentarios	Texto	Escribir los argumentos que expliquen los hallazgos detectados en el balance

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Balance Mensual de Gas Natural			
Columna	Variable	Unidades / Formato	Instrucción de llenado
A	ID Contrato o Asignación	Texto	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (Para el caso de las asignaciones, la letra y número asignado por la Secretaría de Energía, de acuerdo con lo siguiente: A-XXXX, AE-XXXX, A-XXXX-M o AE-XXXX-M). Para el caso de áreas contractuales, será el ID asignado por la CNH
B	Región Fiscal	Texto	Región fiscal de acuerdo con la clasificación: Áreas terrestres, Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, Gas natural no asociado, Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros y Paleocanal de Chicontepec
C	Nombre del Campo	Texto	Nombre del campo o campos dentro de la Asignación o Área Contractual
D	Punto de Medición	Texto	Nombre del punto de medición del área contractual o asignación
E	Fecha	dd/mm/aaaa	Fecha para la que se realiza el balance
F	Inventario Inicial	MMPC	Refiérase al volumen inicial contenido en todo el sistema (ductos, equipos, válvulas, entre otros). Vol inicial = Vol final mes inmediato anterior
G	Volumen Extraído de Impurezas	MMPC	Volumen correspondiente a las impurezas de la corriente de gas
H	Volumen Extraído de Gas Natural	MMPC	Volumen extraído correspondiente a los hidrocarburos gaseosos de gas natural
I	Volumen de Gas Residual	MMPC	Volumen de gas residual incorporado desde otra asignación, área contractual o tercero
J	Volumen de Gas Incorporado	MMPC	Volumen traspasado desde otra asignación, área contractual o tercero
K	Desempaque	MMPC	Volumen de gas utilizado como desempaque. Hidrocarburo que se encontraba almacenado en tuberías
L	Almacenamiento en Tanques	MMPC	Volumen de gas que se encuentra almacenado en tanques
M	Almacenamiento en Recipientes	MMPC	Volumen de gas que se encuentra almacenado en separadores, rectificadores, entre otros
N	Otras entradas	MMPC	Volumen de cualquier otra entrada identificada
O	Comentarios	Texto	Hacer la descripción de las entradas no contempladas
P	Volumen de Gas venteado	MMPC	Volumen de gas natural venteado a la atmósfera
Q	Volumen de Gas Quemado	MMPC	Volumen de gas quemado
R	Volumen de Gas Traspasado	MMPC	Volumen de gas traspasado a otra asignación, área contractual o tercero
S	Volumen de Gas usado en BN o Recirculado	MMPC	Volumen de gas empleado en bombeo neumático o recirculado en operación
T	Volumen de Gas usado como Combustible	MMPC	Volumen de gas empleado como combustible en operación
U	Volumen de Gas usado para Inyección a Yacimientos	MMPC	Volumen de gas empleado para la inyección a yacimientos en operación
V	Empaque	MMPC	Volumen de gas utilizado como empaque, hidrocarburo almacenado en tuberías
W	Volumen Asociado al Encogimiento por Transporte	MMPC	Volumen de gas estimado por pérdida asociada al encogimiento por transporte
X	Volumen Asociado al Encogimiento por Impurezas	MMPC	Volumen de gas estimado por pérdida asociada al encogimiento por impurezas
Y	Volumen Asociado al Encogimiento por Eficiencia de Manejo	MMPC	Volumen de gas estimado por pérdida asociada al encogimiento por eficiencia en el manejo
Z	Volumen Asociado al Encogimiento por Líquidos de Planta	MMPC	Volumen de gas estimado por pérdida asociada al encogimiento por líquidos de planta
AA	Factor de Encogimiento por Transporte	Adimensional	Factor de encogimiento por efecto de transporte
AB	Factor de Encogimiento por Impurezas	Adimensional	Factor de encogimiento por efecto de impurezas
AC	Factor de Encogimiento por Eficiencia de Manejo	Adimensional	Factor de encogimiento por efecto de eficiencia en el manejo
AD	Factor de Encogimiento por Líquidos en Planta	Adimensional	Factor de encogimiento por efecto de líquidos de planta
AE	Volumen Entregado en Punto de Medición	MMPC	Volumen medido y entregado en el punto de medición
AF	Inventario Final	MMPC	Resultado del cálculo: Inventario inicial calculado + Entrada de volumen 1...n - Salidas de volumen 1...n
AH	Pérdidas No Identificadas	MMPC	Volumen de pérdidas estimadas mediante: Inventario final medido - Inventario inicial calculado
AI	Otras Salidas	MMPC	Volumen de cualquier otra salida identificada
AJ	Comentarios	Texto	Escribir los argumentos que expliquen los hallazgos detectados en el balance

Nota:

• En la hoja de balance de gas de la columna G a la AK corresponden a datos registrados en unidades de Millones de Pies Cúbicos [MMPC], mientras que de la celda AL a la BP corresponden a los mismos datos registrados pero en unidades de Millones de BTU [MMBTU]

Reporte anual de censo de medición- sistemas de medición Plantilla CNH_DGM_06_SM

ID del Contrato o Asignación	Región Fiscal	Entidad Federativa	Nombre del campo	Instalación	Tipo de Fluido	Tipo de Medición	Coordenada Geográfica X del Patín de Medición
------------------------------	---------------	--------------------	------------------	-------------	----------------	------------------	-----------------------------------------------

(Continúa)

Coordenada Geográfica Y del Patín de Medición	TAG del Patín de Medición	Número de Trens en el Patín de Medición	TAG del Tren de Medición	Puntos de Medición de Acuerdo a Operación	Clasificación del Patín de Medición	Incertidumbre como Tren de Medición	Incertidumbre como Patín de Medición
-----------------------------------------------	---------------------------	-----------------------------------------	--------------------------	-------------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------------

(Continúa)

Elemento Primario								
Tipo de Medidor	Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No. Certificado de Calibración	Fecha de Calibración	Fecha Próxima de Calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud

(Continúa)

Elemento Secundario							
Transmisor de Temperatura							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No. de certificado de calibración	Fecha de calibración	Fecha de próxima calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud
(Continúa)							

Elemento Secundario							
Transmisor de presión							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No. De certificado de calibración	Fecha de calibración	Fecha de próxima de calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud
(Continúa)							

Elemento Secundario							
Densitómetro/Cromatógrafo							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No.de certificado de calibración	Fecha de calibración	Fecha de próxima calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud
(Continúa)							

Elemento Secundario							
Analizador de Corte de agua							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No.de certificado de calibración	Fecha de calibración	Fecha de próxima calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud
(Continúa)							

Elemento Secundario							
Analizador de H ₂ S							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No.de certificado de calibración	Fecha de calibración	Fecha de próxima calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud
(Continúa)							

Elemento Secundario							
Analizador de Humedad							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No.de certificado de calibración	Fecha de calibración	Fecha de próxima calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud
(Continúa)							

Elemento Terciario							
Computador de Flujo							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	Puerto Disponible	Configuración del puerto	Protocolo de comunicación	Observaciones

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Reporte anual de censo de medición-tanques Plantilla CNH_DGM_07_TQ

ID del Contrato o Asignación	Región Fiscal	Entidad Federativa	Nombre del campo	Instalación	Coordenada Geográfica X del Patín de Medición	Coordenada Geográfica Y del Patín de Medición	Producto almacenado	Incertidumbre del sistema de medición
------------------------------	---------------	--------------------	------------------	-------------	-----------------------------------------------	-----------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------

(Continúa)

Tanques							
Tanque							
Tipo de tanque	Tipo de medición	TAG	No. de certificado de calibración	Fecha de última calibración	Fecha de próxima calibración	Incertidumbre asociada a la magnitud	

(Continúa)

Tanques						
Radar/Cinta de Medición						
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No. De certificado de calibración	Fecha de última calibración	Fecha de próxima calibración

(Continúa)

Tanques							Observaciones
RTD/Sensor de Temperatura							
Marca	Modelo	No. Serie	TAG	No. de certificado de calibración	Fecha de calibración	Fecha de próxima calibración	

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Reporte anual de censo de equipos de autoconsumo Plantilla CNH_DGM_07_TQ

ID Contrato / Asignación	Región Fiscal	Entidad Federativa	Campo	Instalación	Coordenada Geográfica X del Patín de Medición	Coordenada Geográfica Y del Patín de Medición	Producto de Autoconsumo
--------------------------	---------------	--------------------	-------	-------------	-----------------------------------------------	-----------------------------------------------	-------------------------

(Continúa)

Autoconsumos							Observaciones
Infraestructura de Autoconsumo							
Equipo de Autoconsumo	TAG	Fluido desplazado	Consumo teórico	Consumo real	Consumo energético de combustible	Dispositivo de Inyección	

Firma: _____

Al firmar este reporte manifiesto que tengo pleno conocimiento de su contenido y estoy de acuerdo con él.

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Instructivo de llenado para los reportes de Sistemas de Medición para envío a la Comisión Nacional de Hidrocarburos por parte del Operador Petrolero

Sistemas de Medición		
Columna	Variable	Instrucción de llenado
A	ID Contrato o Asignación	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (Para el caso de las asignaciones, la letra y número asignado por la Secretaría de Energía, de acuerdo con lo siguiente: A-XXXX, AE-XXXX, A-XXXX-M o AE-XXXX-M). Para el caso de áreas contractuales, será el ID asignado por la CNH
B	Región Fiscal	Región fiscal de acuerdo con la clasificación: Áreas terrestres, Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, Gas natural no asociado, Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros y Paleocanal de Chicontepec
C	Entidad Federativa	Entidad Federativa en la que esta ubicada la Asignación o Área Contractual
D	Campo	Nombre del campo o campos dentro de la Asignación o Área contractual
E	Instalación	Nombre de la instalación o instalaciones dentro del campo (lugar donde se localiza el sistema de medición)
F	Tipo de Fluido	Reportar el tipo de hidrocarburo de acuerdo con: Aceite negro, aceite volátil, gas húmedo asociado libre, gas húmedo no asociado, gas seco, gas y condensado
G	Tipo de medición	Tipo de medición: Dinámica o Estática
H	Coordenada Geográfica X	Coordenada X en formato GMS (Grados, Minutos, Segundos) del patín de medición
I	Coordenada Geográfica Y	Coordenada Y en formato GMS (Grados, Minutos, Segundos) del patín de medición
J	TAG del Patín de Medición	Código de identificación del patín de medición
K	Número de Trenes en el Patín de medición	Número de trenes con que cuenta el patín de medición
L	TAG del Tren de Medición	Código de identificación del tren de medición, enlistando el tag por cada tren.
M	Puntos de Medición de Acuerdo a Operación	Puntos de Medición de acuerdo a la operación (Fiscal, Transferencia, Referencial u Operacional)
N	Clasificación del Patín de Medición	Clasificación del Patín de Medición (Exportación, Despacho, Venta o Entrega/Recepción)
O	Incertidumbre como Tren de Medición	Incertidumbre obtenida a partir de los elementos asociados al Tren de Medición
P	Incertidumbre como Patín de Medición	Incertidumbre obtenida a partir de los trenes asociados al Patín de Medición
Q	Tipo de Medidor	Indicar el tipo del medidor del elemento primario
R	Marca	Indicar la marca del medidor del elemento primario
S	Modelo	Indicar el modelo del medidor del elemento primario
T	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor del elemento primario
U	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del elemento primario
V	No. De certificado de calibración	No. Certificado de Calibración vigente del elemento primario
W	Fecha de Calibración	Fecha de calibración vigente del elemento primario
X	Fecha Próxima de Calibración	Fecha Próxima de Calibración del elemento primario
Y	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
Z	Marca	Indicar la marca del medidor del transmisor de temperatura
AA	Modelo	Indicar el modelo del medidor del transmisor de temperatura
AB	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor del transmisor de temperatura
AC	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del transmisor de temperatura
AD	No. De certificado de calibración	No. Del certificado de calibración del transmisor de temperatura
AE	Fecha de calibración	Fecha de la última calibración del transmisor de temperatura
AF	Fecha de próxima de calibración	Fecha próxima de calibración del transmisor de temperatura
AG	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
AH	Marca	Indicar la marca del medidor del transmisor de presión
AI	Modelo	Indicar el modelo del medidor del transmisor de presión
AJ	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor del transmisor de presión
AK	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del transmisor de presión
AL	No. De certificado de calibración	No. Certificado de Calibración del transmisor de presión

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Instructivo de llenado para los reportes de Sistemas de Medición para envío a la Comisión Nacional de Hidrocarburos por parte del Operador Petrolero

Sistemas de Medición		
Columna	Variable	Instrucción de llenado
AM	Fecha de calibración	Fecha de la última calibración del transmisor de presión
AN	Fecha de próxima de calibración	Fecha de la próxima calibración del transmisor de presión
AO	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
AP	Marca	Indicar la marca del medidor del densitómetro/cromatógrafo
AQ	Modelo	Indicar el modelo del medidor del densitómetro/cromatógrafo
AR	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor del densitómetro/cromatógrafo
AS	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del densitómetro/cromatógrafo
AT	No. De certificado de calibración	No. Certificado de Calibración vigente del densitómetro/cromatógrafo
AU	Fecha de calibración	Fecha de calibración vigente del densitómetro/cromatógrafo
AV	Fecha de próxima de calibración	Fecha Próxima de Calibración del densitómetro/cromatógrafo
AW	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
AX	Marca	Indicar la marca del medidor del analizador de corte de agua
AY	Modelo	Indicar el modelo del medidor del analizador de corte de agua
AZ	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor del analizador de corte de agua
BA	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del analizador de corte de agua
BB	No. De certificado de calibración	No. Certificado de Calibración vigente del analizador de corte de agua
BC	Fecha de calibración	Fecha de calibración vigente del analizador de corte de agua
BD	Fecha de próxima de calibración	Fecha Próxima de Calibración del analizador de corte de agua
BE	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
BF	Marca	Indicar la marca del medidor del analizador de H2S
BG	Modelo	Indicar el modelo del medidor del analizador de H2S
BH	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor del analizador de H2S
BI	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del analizador de H2S
BJ	No. De certificado de calibración	No. Certificado de Calibración vigente del analizador de H2S
BK	Fecha de calibración	Fecha de calibración vigente del analizador de H2S
BL	Fecha de próxima de calibración	Fecha Próxima de Calibración del analizador de H2S
BM	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
BN	Marca	Indicar la marca del medidor del analizador de humedad
BO	Modelo	Indicar el modelo del medidor del analizador de humedad
BP	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor del analizador de humedad
BQ	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del analizador de humedad
BR	No. De certificado de calibración	No. Certificado de Calibración vigente del analizador de humedad
BS	Fecha de calibración	Fecha de calibración vigente del analizador de humedad
BT	Fecha de próxima de calibración	Fecha Próxima de Calibración del analizador de humedad
BU	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
BV	Marca	Indicar la marca del computador de flujo
BW	Modelo	Indicar el modelo del computador de flujo
BX	No. Serie	Indicar el número de serie del computador de flujo
BY	TAG	Indicar el código de identificación del computador de flujo
BZ	Puerto Disponible	Puerto disponible del computador de flujo, ej. ethernet/serial
CA	Configuración del Puerto	Configuración del puerto del computador de flujo, ej. Slave
CB	Protocolo de Comunicación	Protocolo de comunicación del computador de flujo, ej. Modbus
CC	Observaciones	Comentarios y observaciones

SM		
Columna	Variable	Instrucción de llenado
A	ID Contrato o Asignación	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (Para el caso de las asignaciones, la letra y número asignado por la Secretaría de Energía, de acuerdo con lo siguiente: A-XXXX, AE-XXXX, A-XXXX-M o AE-XXXX-M). Para el caso de áreas contractuales, será el ID asignado por la CNH
B	Región Fiscal	Región fiscal de acuerdo con la clasificación: Áreas terrestres, Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, Gas natural no asociado, Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros y Paleocanal de Chicontepec
C	Entidad Federativa	Entidad Federativa en la que esta ubicada la Asignación o Área Contractual
D	Nombre del campo	Nombre del campo o campos dentro de la Asignación o Área contractual
E	Instalación	Nombre de la instalación en donde se localiza el tanque
F	Coordenada Geográfica	Coordenada X en formato gms (grados, minutos, segundos) del patín de medición
G	Coordenada Geográfica Y	Coordenada Y en formato gms (grados, minutos, segundos) del patín de medición
H	Producto almacenado	Fluido almacenado en tanque: aceite, gas, condensado, agua, productos derivados, residuos, etc.
I	Incertidumbre del sistema de medición	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud del conjunto de instrumentos asociados a la medición estática
J	Tipo de tanque	Indicar el tipo de tanque: esférico, atmosférico, cilíndrico, etc.
K	Tipo de medición	Indicar el tipo de medición: manual o automático
L	TAG	Indicar el código de identificación del medidor del tanque
M	No. De certificado de calibración	No. certificado de calibración del medidor del tanque
N	Fecha de última calibración	Fecha de última calibración del medidor del tanque
O	Fecha de próxima calibración	Fecha de próxima calibración del medidor del tanque
P	Incertidumbre asociada a la magnitud	Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud asociada al mensurando
Q	Marca	Indicar la marca del medidor Radar/Cinta de Medición del tanque
R	Modelo	Indicar el modelo del medidor Radar/Cinta de Medición del tanque
S	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor Radar/Cinta de Medición del tanque
T	TAG	Indicar el código de identificación del medidor Radar/Cinta de Medición del tanque
U	No. De certificado de calibración	No. De certificado de calibración, cuando aplique
V	Fecha de Calibración	Fecha de calibración del radar de medición del tanque, cuando aplique
W	Fecha de próxima calibración	Fecha de próxima calibración del radar de medición del tanque, cuando aplique
X	Marca	Indicar la marca del medidor RTD/Sensor de Temperatura
Y	Modelo	Indicar el modelo del medidor RTD/Sensor de Temperatura
Z	No. Serie	Indicar el número de serie del medidor RTD/Sensor de Temperatura
AA	TAG	Indicar el código de identificación del medidor RTD/Sensor de Temperatura
AB	No. De certificado de calibración	No. De certificado de calibración RTD/Sensor de Temperatura
AC	Fecha de calibración	Fecha de última calibración RTD/Sensor de Temperatura
AD	Fecha próxima de calibración	Fecha de próxima calibración RTD/Sensor de Temperatura
AE	Observaciones	Comentarios y observaciones

Equipos de		
Columna	Variable	Instrucción de llenado
A	ID Contrato o Asignación	Nombre oficial de la Asignación o Área contractual (Para el caso de las asignaciones, la letra y número asignado por la Secretaría de Energía, de acuerdo con lo siguiente: A-XXXX, AE-XXXX, A-XXXX-M o AE-XXXX-M). Para el caso de áreas contractuales, será el ID asignado por la CNH
B	Región Fiscal	Región fiscal de acuerdo con la clasificación: Áreas terrestres, Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, Gas natural no asociado, Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros y Paleocanal de Chicotepec
C	Entidad Federativa	Entidad Federativa en la que esta ubicada la Asignación o Área Contractual
D	Nombre del campo	Nombre del campo o campos dentro de la Asignación o Área contractual
E	Instalación	Nombre de la instalación en donde se localiza el tanque
F	Coordenada Geográfica	Coordenada X en formato GMS (Grados, Minutos, Segundos) del equipo de autoconsumo
G	Coordenada Geográfica	Coordenada Y en formato GMS (Grados, Minutos, Segundos) del equipo de autoconsumo
H	Producto de autoconsumo	Fluido utilizado para autoconsumo: Aceite, Gas o Condensado
I	Equipo de autoconsumo	Tipo de equipo que se utiliza para autoconsumos
J	TAG	Indicar el código de identificación del equipo de autoconsumo
K	Fluido desplazado	Tipo de fluido desplazado por la bomba o compresor utilizado en sitio
L	Consumo teórico	Cantidad teórica de energía consumida por el equipo
M	Consumo real	Cantidad real de energía que consume el equipo
N	Consumo energético de combustible	Consumo energético de combustible utilizado por la bomba o compresor
O	Dispositivo de inyección	Tipo de dispositivo que se utiliza para inyección
P	Observaciones	Comentarios y observaciones

Notas:

Equipos de autoconsumo entiéndase por bombas, compresores, turbinas, equipos generadores de electricidad, cuartos de máquina, cuarto de control eléctrico y equipos necesarios para autoconsumo.

Anexar el procedimiento de muestreo, análisis del fluido e indicar la frecuencia del muestreo

El concepto TAG se refiere al código de identificación del instrumento

Patín de Medición: Conjunto de trenes de medición.

Tren: Conjunto de elementos (primario, secundarios y terciario) asociados a la medición de una magnitud.