

SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

ACUERDO por el que se expiden las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos del Derecho Petrolero para el Bienestar y se regula la presentación de los reportes a que se refiere el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

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

ACUERDO 55/2025

ACUERDO POR EL QUE SE EXPIDEN LAS REGLAS DE CARÁCTER GENERAL PARA DEFINIR LOS MÉTODOS DE AJUSTE DEL VALOR DE LOS HIDROCARBUROS DEL DERECHO PETROLERO PARA EL BIENESTAR Y SE REGULA LA PRESENTACIÓN DE LOS REPORTES A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 49 DE LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS

ÉDGAR ABRAHAM AMADOR ZAMORA, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 31, fracción XXXIV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 48 y 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos; 1 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y 6, fracción XXXIV del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el séptimo párrafo del artículo 27 Constitucional; los artículos 13 y 24 de la Ley del Sector Hidrocarburos; así como los artículos 1 y 2, fracción II, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos; el Ejecutivo Federal puede otorgar Asignaciones a la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos concediéndole el derecho a realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos;

Que el 18 de marzo de 2025 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se expidieron, entre otras leyes, la de la Empresa Pública del Estado, Petróleos Mexicanos, así como el Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;

Que conforme al Título Tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, denominado De los Ingresos Derivados de Asignaciones, el Estado Mexicano percibirá ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos llevadas a cabo al amparo de las Asignaciones;

Que el artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, faculta a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para expedir las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos correspondientes;

Que derivado de la revisión al proceso concerniente a la aplicación del método de ajuste del valor de los hidrocarburos extraídos se observa la necesidad de precisar y establecer el alcance de algunos aspectos del referido proceso, en cuanto a la forma de cálculo y de ajuste del valor de los hidrocarburos extraídos que se utilizarán para determinar el derecho petrolero para el bienestar establecido en los artículos 39 y 40 de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y

Que en términos de lo establecido por el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Asignatario deberá presentar ante esta Secretaría reportes anuales y trimestrales de las inversiones, costos y gastos que se hayan realizado por cada campo de Extracción de Hidrocarburos, facultando a esta dependencia para emitir disposiciones que regulen su presentación, por lo que he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO

CAPÍTULO I.

Disposiciones de carácter general

1. Definiciones e Interpretación.

Para efectos de las presentes reglas de carácter general, serán aplicables las definiciones contenidas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y en la Ley del Sector Hidrocarburos.

Corresponderá a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la interpretación de las presentes reglas.

2. De la clasificación del tipo de Petróleo.

Para efectos del artículo 48, fracciones II y V de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se clasificará el Petróleo tomando en cuenta los grados API y el contenido de azufre del Petróleo crudo de acuerdo con la siguiente tabla:

Tipo de Petróleo $m_{(API,S)}$

Clasificación por grados API		Clasificación por contenido de azufre (S)		
		Dulce ⁽¹⁾ (S) ≤ 0.5%	Semi-amargo ⁽²⁾ 0.5% < (S) ≤ 1.5%	Amargo ⁽³⁾ (S) > 1.5%
Súper-ligero ^(a)	39.0 < API	$m_{(a,1)}$	$m_{(a,2)}$	$m_{(a,3)}$
Ligero ^(b)	31.1 < API ≤ 39.0	$m_{(b,1)}$	$m_{(b,2)}$	$m_{(b,3)}$
Mediano ^(c)	22.3 < API ≤ 31.1	$m_{(c,1)}$	$m_{(c,2)}$	$m_{(c,3)}$
Pesado ^(d)	10.0 < API ≤ 22.3	$m_{(d,1)}$	$m_{(d,2)}$	$m_{(d,3)}$
Extra-pesado ^(e)	API ≤ 10.0	$m_{(e,1)}$	$m_{(e,2)}$	$m_{(e,3)}$

CAPÍTULO II.

Determinación de precios y del valor de los Hidrocarburos para el cálculo del derecho petrolero para el bienestar

El Asignatario deberá pagar de forma anual el derecho petrolero para el bienestar de acuerdo a lo establecido en el artículo 39 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, para ello deberá obtener el valor de los Hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate.

El artículo 40 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece que, a cuenta del derecho citado, se realizarán pagos provisionales mensuales, aplicando la tasa que corresponda conforme al artículo 39 de dicha Ley, al valor de los Hidrocarburos extraídos en el periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago. Por lo anterior, para fines del cálculo del valor de los Hidrocarburos se considerarán tanto los ingresos como los volúmenes, comprendidos desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

Sección I. Determinación del precio y valor del Petróleo

3. De la clasificación del Petróleo.

Para la determinación del precio promedio del Barril de cada tipo de Petróleo, señalado en el numeral 2 de las presentes reglas, en el periodo (t), el Asignatario deberá clasificar los comprobantes fiscales digitales por Internet de la enajenación de cada tipo de Petróleo exportado en el periodo (t), de acuerdo a los grados API y al contenido de azufre del volumen de Petróleo enajenado en el periodo (t) que se declarará.

Para efectos de lo dispuesto en la presente Sección, se calcularán los ingresos y Barriles provenientes de la exportación por cada tipo de Petróleo, en moneda nacional, en el periodo conforme a las siguientes fórmulas:

$$IPExp_{m_{(API,S)},t} = \sum_{i=1}^n IPExp_{m_{(API,S)},t,CFDI_i}$$

$$BPExp_{m_{(API,S)},t} = \sum_{i=1}^n BPExp_{m_{(API,S)},t,CFDI_i}$$

Donde:

- $IPExp_{m_{(API,S)},t}$ = Ingreso acumulado en moneda nacional percibido por la exportación del Petróleo tipo $m_{(API,S)}$ en el periodo (t).
- $BPExp_{m_{(API,S)},t}$ = Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo $m_{(API,S)}$ exportado en el periodo (t).
- $IPExp_{m_{(API,S)},t,CFDI_i}$ = Ingreso en moneda nacional percibido por la exportación del Petróleo tipo $m_{(API,S)}$ conforme al i -ésimo comprobante fiscal digital por Internet ($CFDI_i$) en el periodo (t).
- $BPExp_{m_{(API,S)},t,CFDI_i}$ = Volumen de Barriles de Petróleo tipo $m_{(API,S)}$ conforme al i -ésimo comprobante fiscal digital por Internet ($CFDI_i$) en el periodo (t).

$m_{(API,s)}$	=	Tipo de Petróleo (Súper-ligero/Dulce; Súper-ligero/Semi-amargo; Súper-ligero/Amargo; Ligero/Dulce; Ligero/Semi-amargo; Ligero/Amargo; Mediano/Dulce; Mediano/Semi-amargo; Mediano/Amargo; Pesado/Dulce; Pesado/Semi-amargo; Pesado/Amargo; Extra-pesado/Dulce; Extra-pesado/Semi-amargo, y Extra-pesado/Amargo).
t	=	Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago.
$CFDI_i$	=	Comprobante fiscal digital por Internet de la enajenación de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ exportado en el periodo (t) donde: 1,2,3 n .
n	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por Internet $CFDI_i$ expedidos en el periodo (t).

Para efectos de la determinación del precio promedio ponderado de Barril de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t), únicamente se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet asociados a los pedimentos de exportación y no a los de sus rectificaciones.

Asimismo, no se considerarán los comprobantes fiscales digitales por Internet de los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación del Petróleo que le dio origen, ni las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación del Petróleo.

4. De la determinación de los precios por tipo de Petróleo.

La determinación del precio promedio del Barril de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t) que corresponda, se calculará en moneda nacional por Barriles de Petróleo, conforme lo siguiente:

$$PP_{m_{(API,s)},t} = PPExp_{m_{(API,s)},t}; \text{ si } IPExp_{m_{(API,s)},t} > 0$$

$$PP_{m_{(API,s)},t} = PP(F)_{m_{(API,s)},t} * TC_t; \text{ si } IPExp_{m_{(API,s)},t} = 0$$

Donde:

$PP_{m_{(API,s)},t}$	=	Precio promedio del Barril de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t).
$PPExp_{m_{(API,s)},t}$	=	Precio promedio del Barril de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ exportado en el periodo (t).
$PP(F)_{m_{(API,s)},t}$	=	Precio del Barril de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ del periodo (t), que se usará como referencia para el cálculo del precio del Barril de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t).
$IPExp_{m_{(API,s)},t}$	=	Ingreso acumulado en moneda nacional percibido por la exportación del Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t), definido en la sección 3.
$BPExp_{m_{(API,s)},t}$	=	Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ exportado en el periodo (t), definido en la sección 3.

- 1) En el caso de que exista exportación de Barriles de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t), se determina el precio conforme a la siguiente fórmula:

$$PPExp_{m_{(API,s)},t} = \frac{IPExp_{m_{(API,s)},t}}{BPExp_{m_{(API,s)},t}}$$

- 2) En el caso de que no exista exportación de Barriles de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t), se determina el precio conforme a la siguiente fórmula:

$$PP_{m_{(API,s)},t} = PP(F)_{m_{(API,s)},t} * TC_t$$

Donde:

$PP(F)_{m_{(API,S)},t}$ se determina con base en la siguiente tabla:

Clasificación por grados API		Fórmula aplicable para la determinación del precio del Petróleo
Súper Ligero (a)	$39.0^\circ < API$	$PP(F)_{m_{(API,S)},t} = -6.8979 + 1.0223 * Brent_t + 0.0770 * API$
Ligero (b)	$31.1^\circ < API \leq 39.0^\circ$	$PP(F)_{m_{(API,S)},t} = -6.8979 + 1.0223 * Brent_t + 0.0770 * API$
Mediano (c)	$22.3^\circ < API \leq 31.1^\circ$	$PP(F)_{m_{(API,S)},t} = -6.8979 + 1.0223 * Brent_t + 0.0770 * API$
Pesado (d)	$10.0^\circ < API \leq 22.3^\circ$	$PP(F)_{m_{(API,S)},t} = 12.5911 + 0.8848 * Brent_t - 6.4484 * S$
Extra Pesado (e)	$API \leq 10.0^\circ$	$PP(F)_{m_{(API,S)},t} = 12.5911 + 0.8848 * Brent_t - 6.4484 * S$

TC_t = Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo (t) considerando para su cálculo los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t) entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).

$Brent_t$ = Precio promedio del crudo marcador Brent equivalente a la suma de los precios publicados en el periodo (t) entre el número total de observaciones en dicho periodo (t). Se utilizará la clave del marcador de referencia Brent que se señala en el Reporte de la SHCP.

S = Promedio ponderado del porcentaje de contenido de azufre del Petróleo tipo $m_{(API,S)}$ extraído en el periodo (t) multiplicado por cien, considerando dos decimales, conforme a lo señalado en el numeral 5 de las presentes reglas.

La Secretaría publicará en su página de Internet la actualización de las fórmulas previstas en la tabla anterior para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, para lo cual se considerarán los rangos de los valores publicados en el "REPORTE POR EL QUE LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO ESTABLECE LOS RANGOS DE VALORES DE LOS TÉRMINOS ECONÓMICOS DE LOS CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN Y LAS ACTUALIZACIONES EN MATERIA DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS " para el ejercicio fiscal correspondiente (Reporte de la SHCP), previsto en el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Adicionalmente, el Asignatario deberá obtener para cada tipo de Petróleo $m_{(API,S)}$ el promedio ponderado de grados API y el promedio ponderado de contenido de azufre respecto al volumen enajenado en el periodo de que se trate.

5. De la determinación del volumen extraído por tipo de Petróleo.

Para determinar el volumen de Barriles de Petróleo extraído tipo $m_{(API,S)}$ por Asignación se considerará tanto el volumen extraído por Asignación como el volumen de consumo, las mermas por derramas o quema que de este producto efectúe el Asignatario, el cual se deberá caracterizar por el promedio ponderado de grados API y contenido de azufre en los Puntos de Medición que señale la autoridad competente y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que dé a conocer para ello, posteriormente se clasificará según los criterios señalados en el numeral 2 de las presentes reglas.

6. De la determinación del valor acumulado del Petróleo extraído.

La determinación del valor del Petróleo extraído en cada periodo (t), conforme a esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo de la determinación del pago anual y pagos provisionales mensuales del derecho petrolero para el bienestar a los que se refieren los artículos 39 y 40 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo establecido en el artículo 48 fracción II de dicha Ley, el valor del Petróleo se deberá obtener de acuerdo a lo siguiente:

- I. Valor del Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ extraído en la Asignación (A_i) en el periodo (t): Se calculará multiplicando el volumen de Barriles de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ acumulado extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t) de conformidad con el numeral 5 de las presentes reglas, por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 4 de las mismas.

Los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado en el periodo (t), menos las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente por la calidad del Petróleo enajenado en el periodo (t) serán multiplicados por el factor que resulte de dividir el volumen de Barriles de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ acumulado extraído por cada Asignación (A_i) en el periodo (t), entre el volumen de Barriles de Petróleo acumulados extraídos en todas las Asignaciones del periodo (t) esto se sumará al resultado obtenido de la operación señalada en el párrafo anterior cuyo resultado no podrá ser menor a cero como se muestra a continuación:

$$VPAi_{m_{(API,s)},t} = \left(BPExtAi_{m_{(API,s)},t} * PP_{m_{(API,s)},t} \right) + \left[(IAP_t - DDPB_t) * \frac{BPExtAi_{m_{(API,s)},t}}{BPExtTot_t} \right]$$

Tal que $VPAi_{m_{(API,s)},t} \geq 0$

Donde:

$VPAi_{m_{(API,s)},t}$	=	Valor del Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ extraído en la Asignación A_i en el periodo (t).
$BPExtAi_{m_{(API,s)},t}$	=	Volumen de Barriles de Petróleo acumulado tipo $m_{(API,s)}$ extraído en la Asignación A_i en el periodo (t).
$PP_{m_{(API,s)},t}$	=	Precio promedio del Barril de Petróleo tipo $m_{(API,s)}$ en el periodo (t), de conformidad con lo establecido previamente en esta sección.
IAP_t	=	Ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado del periodo (t) que se declara.
$DDPB_t$	=	Devoluciones, descuentos y bonificaciones derivadas de los ajustes por la calidad del Petróleo enajenado del periodo (t) que se declara.
$BPExtTot_t$	=	Volumen de Barriles de Petróleo acumulado extraído en todas las Asignaciones en el periodo (t).

Sólo se podrán disminuir las devoluciones, descuentos y bonificaciones o aumentar los ingresos adicionales derivados de la enajenación del Petróleo cuando las mismas provengan de ajustes a la calidad de los Hidrocarburos.

- II. Valor del Petróleo por Asignación (A_i): se calculará sumando el valor del Petróleo acumulado de los diferentes tipos de Petróleo ahí extraídos.

$$VPAi_t = \sum_{API=a}^e \sum_{s=1}^3 VPAi_{m_{(API,s)},t}$$

Donde:

$VPAi_t$ = Valor del Petróleo acumulado extraído por Asignación (A_i) en el periodo (t).

III. Valor del Petróleo por área: se calculará sumando el valor acumulado del Petróleo de cada Asignación (A_j) que pertenezca a la misma área, conforme al numeral 14 de las presentes reglas.

En caso de tener volúmenes de Petróleo extraído del tipo $m_{(API,S)}$ en el periodo (t) y no se cuente con un precio conforme a la clasificación del tipo de Petróleo señalada en el numeral 2 de las presentes reglas, el precio promedio que se utilizará será aquel que resulte de aplicar la fórmula señalada en el numeral 4 de las mismas, considerando los grados API y el contenido de azufre del volumen de Hidrocarburos extraído en dicho periodo.

Sección II. Determinación del precio y valor del Gas Natural

7. De la determinación del precio de los componentes del Gas Natural.

La determinación del precio ponderado promedio en el Centro de Transferencia de gas CG_i del componente C_j del Gas Natural para el periodo (t) que corresponda, se calculará en moneda nacional por millón de BTU (MMBTU), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PGNc_{jt} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGNc_{j,i,t} * PGNc_{j,i,t}}{BTUGNtotc_{jt}}$$

Considerando que:

$$ft^3c_{j,i,t} = ft^3Tot_{i,t} \times MVC_{j,i,t}$$

$$BTUGNc_{j,i,t} = \frac{ft^3c_{j,i,t} \times HPC_j}{1000000}$$

$$PGNc_{j,i,t} = \frac{HPC_j * IGN_{i,t}}{\sum_{cj=1}^{cj=n} (HPC_j * BTUGNc_{j,i,t})}$$

$$BTUGNtotc_{jt} = \sum_{i=1}^{i=n} BTUGNc_{j,i,t}$$

$$IGN_{i,t} = ft^3Tot_{i,t} \times PGNtot_t \times TC_t$$

$PGNtot_t$ se determina con base en la siguiente tabla:

Clasificación por tipo de Gas Natural	Fórmula aplicable para la determinación del precio del Gas Natural
Gas Seco	$PGNtot_t = -0.1559 + 1.0368 * HHub_t$
Gas Húmedo Dulce	$PGNtot_t = 0.5001 + 1.0510 * HHub_t$
Gas Húmedo Amargo	$PGNtot_t = 1.7898 + 0.9167 * HHub_t$

La Secretaría publicará en su página de Internet la actualización de las fórmulas anteriores, para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, para lo cual se considerarán los rangos de los valores publicados en el Reporte de la SHCP.

Donde:

- $PGNc_{jt}$ = Precio promedio ponderado del componente C_j del Gas Natural por MMBTU, en el periodo (t).
- $BTUGNc_{j,i,t}$ = Volumen traspasado del componente C_j del Gas Natural, correspondiente al Centro de Transferencia de Gas CG_i , expresado en MMBTU, en el periodo (t).
- $PGNc_{j,i,t}$ = Precio del componente C_j del Gas Natural por MMBTU, del Centro de Transferencia de Gas CG_i , en el periodo (t).

$BTUGNTotc_{jt}$	= Volumen total traspasado del componente C_j del Gas Natural expresado en MMBTU, en el periodo (t).
$ft^3c_{j,t}$	= Miles de pies cúbicos (ft^3) del componente C_j en la mezcla de Gas Natural del Centro de Transferencia de Gas CG_i , en el periodo (t), reportados a Condición Base.
$ft^3Tot_{i,t}$	= Miles de pies cúbicos (ft^3) totales de la mezcla de Gas Natural del Centro de Transferencia de Gas CG_i , en el periodo (t), reportados a Condición Base.
$MVc_{j,t}$	= Fracción molar del componente C_j conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de Gas Natural traspasada del Centro de Transferencia de Gas CG_i en el periodo (t).
HPc_j	= Poder calorífico del componente C_j del Gas Natural expresado en BTU/ ft^3 conforme al rubro Gross Heating Value BTU/ ft^3 , fuel as gas de la "Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry" (Tabla de propiedades Físicas de hidrocarburos y otros compuestos de interés para la industria del Gas Natural vigente) de la "Gas Processors Association" (GPA 2145-09) o la que la sustituya.
$IGN_{i,t}$	= Ingresos estimados por el traspaso de Gas Natural del Centro de Transferencia de Gas CG_i , en el periodo (t).
$PGNTot_t$	= Precio del Gas Natural por MMBTU, en el periodo (t).
$HHub_t$	= Precio promedio del marcador Henry Hub TDt Com (IGBBL00) de la plataforma de Platts, equivalente a la suma de los precios publicados en el periodo (t) entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).
TC_t	= Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo (t) considerando para su cálculo los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t) entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).
CG_i	= Centro de Transferencia de Gas responsable del traspaso del Gas Natural en el periodo (t), (donde $i = 1,2,3,...n$).
n	= Número total de Centros de Transferencia de Gas responsables del traspaso del Gas Natural del periodo (t) que corresponda.
t	= Periodo comprendido desde el primer día hasta el último día del mes en que se realice el traspaso.
C_j	= Componente del Gas Natural para $j = 1, 2, \dots, n$: $c_1 =$ metano, $c_2 =$ etano, $c_3 =$ propano, $c_4 =$ butanos, $c_5 =$ pentanos, $c_6 =$ hexanos, $c_7 =$ heptanos, $c_8 =$ octanos, $c_9 =$ nonanos, $c_{10} =$ decanos, de acuerdo al nivel de desagregación de los componentes conforme a los instrumentos de medida que autorice la entidad competente en la materia.

Para la determinación del precio promedio ponderado del componente C_j del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t), el Asignatario deberá identificar por cada operación de traspaso del periodo (t), el volumen de la mezcla de Gas Natural en pies cúbicos, así como la fracción molar del componente C_j conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de Gas Natural, de acuerdo a la fórmula antes mencionada.

Para obtener el Poder calorífico del componente C_j del Gas Natural, el Asignatario se deberá sujetar a lo establecido en la última versión de la GPA 2145-09.

En caso de que la mezcla del Gas Natural tenga n-butanos e isobutanos, se deberá calcular el precio promedio ponderado de los butanos (C_4) del Gas Natural por MMBTU del periodo (t), como se muestra a continuación:

$$PGNc_{4i,t} = \frac{(PGNic_{4i,t} \times BTUGNic_{4i,t}) + (PGNnc_{4i,t} \times BTUGNnc_{4i,t})}{BTUGNc_{4i,t}}$$

Para el cálculo del precio promedio ponderado de los butanos (C_4) del Gas Natural por MMBTU en el periodo (t), se considerará la suma de los volúmenes traspasados del isobutano y del n-butano de Gas Natural, expresados en MMBTU en el periodo (t), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PGNc_{4t} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGNc_{4i,t} * PGNc_{4i,t}}{BTUGNtotc_{4t}}$$

$$BTUGNc_{4i,t} = BTUGNic_{4i,t} + BTUGNnc_{4i,t}$$

$$BTUGNtotc_{4t} = \sum_{i=1}^{i=n} BTUGNc_{4i,t}$$

Donde:

$PGNc_{4i,t}$	= Precio promedio ponderado de los butanos (C_4) del Gas Natural por MMBTU del Centro de Transferencia de Gas CG_i , en el periodo (t).
$PGNic_{4i,t}$	= Precio del componente isobutano (iC_4) del Gas Natural por MMBTU, del Centro de Transferencia de Gas CG_i , en el periodo (t).
$BTUGNic_{4i,t}$	= Volumen traspasado del componente isobutano (iC_4) del Gas Natural correspondiente del Centro de Transferencia de Gas CG_i , expresado en MMBTU, en el periodo (t).
$PGNnc_{4i,t}$	= Precio del componente n-butano (nC_4) del Gas Natural por MMBTU, del Centro de Transferencia de Gas CG_i , en el periodo (t).
$BTUGNnc_{4i,t}$	= Volumen traspasado del n-butano (nC_4) del Gas Natural correspondiente al Centro de Transferencia de Gas CG_i , expresado en MMBTU, en el periodo (t).
$BTUGNc_{4i,t}$	= Volumen traspasado de los butanos (C_4) del Gas Natural correspondiente al Centro de Transferencia de Gas CG_i , expresado en millones de BTU, en el periodo (t).
$PGNc_{4i,t}$	= Precio promedio ponderado de los butanos (C_4) del Gas Natural por MMBTU, en el periodo (t).
$BTUGNtotc_{4t}$	= Volumen traspasado de los butanos (C_4) del Gas Natural, expresado en MMBTU, en el periodo (t).

8. De la determinación del valor del Gas Natural extraído.

La determinación del valor del Gas Natural, conforme a esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo de la determinación del pago anual y pagos provisionales mensuales del derecho petrolero para el bienestar a que se refieren los artículos 39 y 40, respectivamente, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo dispuesto en el artículo 48, fracción III de la Ley antes señalada, se deberá multiplicar el volumen acumulado de cada uno de los componentes C_j del Gas Natural extraído (metano, etano, propano y butanos), incluyendo el volumen de consumo, las mermas por derramas, quema o venteo que de este producto efectúe el Asignatario en cada Asignación (A_i), menos el Gas Natural reinyectado al yacimiento de donde se extrajo originalmente ($BTUGNExt_{C_j,A_i,t}$), por el precio, que para estos fines, será el obtenido conforme al numeral 7 de las presentes reglas.

Para fines de determinar el volumen extraído del Gas Natural que estará sujeto al pago del derecho petrolero para el bienestar, se considerará el volumen del Gas Natural por cada uno de sus componentes C_j que se obtengan de la extracción o del procesamiento industrial de cada Asignación (A_i) de conformidad con las disposiciones administrativas relativas a la medición que establezca la autoridad competente, para lo cual el Asignatario deberá contar con los instrumentos de medida, continuos o en línea, necesarios para la determinación de la densidad, contenido de agua, así como su composición en los Puntos de Medición, tal y como se establece en el artículo 31 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) o la disposición que lo sustituya, y conforme a lo establecido en el dictamen técnico que emita la autoridad competente.

Una vez determinada la composición de la mezcla de Gas Natural extraída mensualmente en cada Asignación (A_i) especificando el porcentaje molar de cada componente, se procederá a calcular el volumen de cada uno de los componentes C_j del Gas Natural de dicho mes y se acumulará al periodo (t) que se declara.

Para obtener el volumen acumulado de cada uno de los componentes C_j : metano, etano, propano y butanos del Gas Natural extraído, el Asignatario deberá:

- I. Llevar los registros diarios del volumen de Gas Natural extraído por pozo de cada Asignación (A_i) por MMBTU y pies cúbicos (ft^3).
- II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo al Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, comprendidos en el mes calendario correspondiente, que se encuentren en la Asignación (A_i).

Dicho volumen se tendrá que separar por componente C_j de conformidad con el resultado obtenido del análisis cromatográfico realizado para determinar su composición de acuerdo al dictamen técnico correspondiente y a lo establecido en los LTMMH, y se acumulará al periodo (t) que se declara.

- III. Sumar los volúmenes por componente C_j de cada Asignación (A_i), que pertenezcan a la misma área.

El Asignatario medirá para fines del volumen de Gas Natural extraído la Relación Gas-Aceite (RGA), el contenido de azufre y los MMBTU. Expresará el volumen extraído por pozo en pies cúbicos (ft^3), del periodo de que se trate, con una equivalente en MMBTU; la medición del volumen del Gas Natural extraído se realizará a boca de todos y a cada uno de los pozos, así como en los Puntos de Medición de cada Asignación que señale la autoridad competente y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que emita para ello.

Para determinar el valor del Gas Natural se deberá obtener, para cada uno de los componentes del Gas Natural lo siguiente:

- I. La conversión diaria del volumen extraído de cada pozo, registrado en pies cúbicos (ft^3), a su equivalencia en MMBTU.
- II. El volumen acumulado del componente C_j del Gas Natural extraído ($BTUGNExt_{C_j,A_i,t}$); sumando el volumen de Gas Natural por componentes C_j extraído equivalente en MMBTU de cada pozo al Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes correspondiente que pertenezca a la Asignación (A_i).
- III. El valor de cada componente C_j del Gas Natural por Asignación ($VGNC_{j,A_i,t}$): Los volúmenes de cada componente del Gas Natural a que se refiere la fracción anterior deberán ser multiplicados por los precios obtenidos de acuerdo a la metodología del numeral 7 de las presentes reglas.
- IV. El valor de cada componente C_j del Gas Natural por área: se calculará sumando el valor acumulado de cada componente del Gas Natural de cada Asignación (A_i) que pertenezca a la misma área conforme al numeral 14 de las presentes reglas.

Asimismo, cuando la mezcla del Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, por cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante c_5^+) se deberá identificar los MMBTU que correspondan a cada uno de los componentes de los pentanos en adelante C_j con la finalidad de que éstos sean expresados como Barriles de Condensados equivalentes en la mezcla de Gas Natural conforme a la metodología contenida en el Capítulo 14.5 del "Manual of Petroleum Measurement Standards" del "American Petroleum Institute" (API MPMS 14.5) y la GPA 2145-09.

$$LC_{cj,mes}^{id} = X_{cj,mes} * 1000 * \frac{1}{(ft^3_{gas.id}/gal_{liquid})_{cj}} * \frac{P_b}{14.696}$$

$$Z_{mes} = 1 - \left[P_b * \left(\sum X_{cj,mes} * b_{cj} \right)^2 \right]$$

$$LC_{cj,mes} = \frac{LC_{cj,mes}^{id}}{Z_{mes}}$$

Donde:

$LC_{cj,mes}^{id}$	= Contenido teórico de Hidrocarburos líquidos del componente C_j dentro de la mezcla de Gas Natural en el mes correspondiente.
$X_{cj,mes}$	= Fracción molar del componente C_j en el mes correspondiente.
$(ft^3_{gas.id}/gal_{liquid})_{cj}$	= Volumen de gas ideal expresado en pies cúbicos (ft^3).
P_b	= Presión base expresada en psia de acuerdo a los establecido en el artículo 11 de los LTMMH.
C_j	= Es el subíndice que denota a los componentes de la mezcla de Gas Natural para $j = 1, 2, \dots, n$: donde c_1 = metano, c_2 = etano, c_3 = propano, c_4 = butanos, c_5 = pentanos, c_6 = hexanos, c_7 = heptanos, c_8 = octanos, c_9 = nonanos, c_{10} = decanos, conforme a los instrumentos de medida que autorice la autoridad competente.
b_{cj}	= Factor de suma del componente C_j , conforme a la GPA 2145-09.
Z_{mes}	= Factor de compresibilidad en el mes correspondiente.
$LC_{cj,mes}$	= Galones de Hidrocarburo líquido equivalente por cada mil pies cúbicos (ft^3) de Hidrocarburo gaseoso en el mes correspondiente.

A fin de expresar en Barriles de Condensado equivalentes el volumen resultante en galones de Hidrocarburos líquidos, conforme a las fórmulas señaladas, se deberán aplicar las siguientes fórmulas:

$$BCEqc_{j,Ai,mes} = \frac{LC_{j,mes} * ft^3 GN_{Ai,mes}}{42}$$

$$BCEq_{Ai,mes} = \sum_{cj=5}^{cj=10} BCEqc_{j,Ai,mes}$$

$$BCEq_{Ai} = \sum_{mes=1}^{mes=12} BCEq_{Ai,mes}$$

Donde:

$BCEqc_{j,Ai,mes}$	= Barriles de Condensados equivalentes del componente C_j extraído en la Asignación (A_i) en el mes correspondiente (pentanos en adelante).
$ft^3 GN_{Ai,mes}$	= Miles de pies cúbicos (ft^3) de la mezcla de Gas Natural el extraído en la Asignación (A_i) en el mes correspondiente, reportados a 15.56°C y una atmósfera de presión.
Un Barril	= 42 galones.
$BCEq_{Ai,mes}$	= Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) en el mes correspondiente.
$BCEq_{Ai}$	= Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) acumulados en el periodo (t).

Los Barriles de Condensados equivalentes en la mezcla de Gas Natural determinados de esta manera, deberán considerarse en el cálculo del valor de Condensados por Asignación (A_i) determinado conforme al numeral 10 de las presentes reglas, con el fin de determinar el volumen total de Condensados producidos por Asignación (A_i).

Para fines del artículo 48, fracción III de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se considerarán las unidades térmicas (*MMBTU*) por componente C_j conforme a este numeral como el volumen para determinar el valor del Gas Natural.

8 Bis. Comprobantes de los volúmenes por el traspaso de Gas Natural.

Para los efectos del artículo 48, fracción VI de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Asignatario deberá identificar por cada traspaso de Gas Natural, el volumen de la mezcla de Gas Natural (*pies cúbicos y contenido calórico en BTU*), los ingresos estimados por el traspaso de Gas Natural del Centro de Transferencia de Gas, el tipo de Gas Natural, así como la fracción molar de los componentes en la mezcla de Gas Natural traspasado de conformidad con el análisis cromatográfico obtenido para determinar su composición.

El Asignatario deberá presentar a la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios y sobre Hidrocarburos, adscrita a la Subsecretaría de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a más tardar el último día hábil del mes posterior a la determinación del valor del Gas Natural extraído, la relación del total de las operaciones de traspaso realizadas, de conformidad con el Anexo I de las presentes reglas.

Sección III. Determinación del precio y valor de los Condensados

9. De la determinación del precio de los Condensados.

La determinación del precio del Barril de los Condensados en el periodo (t) que corresponda se calculará, en moneda nacional, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PC(F)_t = TC_t * (-3.6585 + 0.8056 * Brent_t)$$

Donde:

$PC(F)_t$	= Precio del Barril de los Condensados en el periodo (t).
$Brent_t$	= Precio promedio del crudo marcador Brent equivalente a la suma de los precios publicados en el periodo (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t). Se utilizará la clave del marcador de referencia Brent que se señale en el Reporte de la SHCP.
TC_t	= Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo (t), considerado para su cálculo los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, en el periodo (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).
t	= Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio, hasta el último día del mes al que corresponde el pago.

La Secretaría publicará en su página de Internet la actualización de la fórmula anterior, para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los Hidrocarburos, para lo cual se considerarán los rangos de los valores publicados en el Reporte de la SHCP.

Asimismo, cuando la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante C_5^+), se deberá determinar un precio promedio ponderado de los Condensados a partir de los MMBTU que correspondan a cada uno de los componentes de los pentanos en adelante (C_5^+) de la mezcla de Gas Natural, como se muestra a continuación:

- I. Identificar los Barriles de Condensado equivalente de los pentanos en adelante (C_5^+) en la mezcla de Gas Natural en el periodo (t) por la Asignación ($BCEq_{A_i,t}$) determinados de conformidad con el numeral 8 de las presentes reglas.
- II. Determinar el ingreso correspondiente a los Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (C_5^+) a partir del ingreso estimado por el traspaso para cada uno de los componentes de la mezcla de Gas Natural de la Asignación (A_i) del Centro de Transferencia de Gas CG_i en el periodo (t) ($ICEq_{A_i,t}$). Para ello, se calculará la sumatoria de la multiplicación del precio del Gas Natural del componente (c_j) por MMBTU del Centro de Transferencia de Gas CG_i en el periodo (t) ($PNG_{c_j,i,t}$), por el volumen traspasado de Gas Natural del componente (C_j) correspondiente del Centro de Transferencia de Gas CG_i en MMBTU en el periodo (t) ($BTUGNC_{j,i,t}$), obtenido de conformidad con el numeral 8 de las presentes reglas de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$ICEq_{A_i,t} = \sum_{c_j=5}^{c_j=10} (PNG_{c_j,i,t} * BTUGNC_{j,i,t})$$

- III. Obtener el ingreso de los Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (C_5^+) de la mezcla de Gas Natural de la Asignación (A_i) en el periodo (t) ($ICEq_{A,t}$) a partir de la sumatoria de los Condensados equivalentes por Centro de Transferencia de Gas CG_i ($ICEq_{A_i,t}$), determinados de conformidad con la fracción anterior, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$ICEq_{A,t} = \sum_{i=1}^n (ICEq_{A_i,t})$$

- IV. Determinar el precio promedio ponderado del Barril de los Condensados equivalentes en el periodo (t) ($PCEq_{A,t}$), correspondiente a los componentes de los pentanos en adelante (C_5^+) de la mezcla de Gas Natural, dividiendo el valor de los Condensados equivalentes obtenidos de conformidad con la fracción III del presente numeral, entre los Barriles de Condensados equivalentes de los pentanos en adelante (C_5^+) en la mezcla de Gas Natural en el periodo (t) por Asignación (A_i) obtenidos de conformidad con la fracción I del presente numeral de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PCEq_t = \frac{ICEq_{A_i,t}}{BCEq_{A_i,t}}$$

10. De la determinación del volumen de los Condensados.

Para obtener el volumen acumulado extraído de Condensados el Asignatario deberá:

- I. Llevar los registros diarios del volumen extraído por pozo.
- II. Sumar los valores diarios de cada pozo, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes que corresponda, como se encuentren en la Asignación (A_i).
 - a) Barriles de Condensados extraídos en la Asignación ($BCExt_{A_i,t}$).

El Asignatario determinará para fines del volumen de los Condensados extraídos, la medición de los grados API, y en el contenido de azufre, dicho volumen se expresará en Barriles; la medición del volumen de Condensados extraídos se realizará a boca de todos y cada uno de los pozos y en los Puntos de Medición de cada Asignación que señale la autoridad competente y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que dé a conocer para ello.

- b) En caso de que la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto en los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía demuestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante C_5^+), se deberán determinar los Barriles de Condensados equivalentes extraídos en la Asignación (A_i) acumulados en el periodo (t) ($BCEq_{A,t}$) acorde a lo especificado en el numeral 8 de las presentes reglas.
- III. Sumar los volúmenes de cada Asignación (A_i) que pertenezcan a la misma área.

11. De la determinación del valor de los Condensados.

La determinación del valor de los Condensados, conforme a esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo del derecho petrolero para el bienestar anual y sus pagos provisionales mensuales, en términos de los artículos 39 y 40, respectivamente, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo dispuesto en el artículo 48, fracción IV de la Ley antes señalada, se deberá multiplicar el volumen acumulado de los Condensados, incluyendo el consumo que de éste efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema, por el precio que, para estos fines, será aquél obtenido en el numeral 9 de las presentes reglas.

Para determinar el valor de los Condensados se deberá obtener lo siguiente:

- I. El volumen acumulado de los Condensados extraídos en la Asignación ($BCExt_{A,t}$),
- II. El valor de los Condensados totales por Asignación (A_i) ($VCTot_{A_i,t}$) será calculado conforme a lo siguiente:
 - a) Se multiplicará el volumen acumulado de los Condensados extraídos por el precio obtenido de acuerdo con el numeral 9 de las presentes reglas, como se muestra a continuación:

$$BCExt_{A_i,t} * PC(F)_t$$

- b) Se multiplicará el volumen acumulado de Barriles de Condensados equivalentes por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del último párrafo del numeral 9 de las presentes reglas, en caso de que la mezcla de Gas Natural pase por el Punto de Medición, en términos de lo dispuesto a los LTMMH, para cada Asignación (A_i) y la cromatografía muestre la existencia de pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados en la mezcla de Gas Natural (pentanos en adelante C_5^+), acorde a lo establecido en el numeral 9 de las presentes reglas, como se muestra a continuación:

$$BCEq_{A_i,t} * PCEq_t$$

- c) Se sumará el valor de los Condensados extraídos calculados de conformidad con el inciso a) de la presente fracción, y el valor de los Condensados equivalentes calculados de conformidad con el inciso b) de la presente fracción, como se muestra a continuación:

$$VCTot_{Ai,t} = (BCExt_{Ai,t} * PC(F)_t) + (BCEq_{Ai,t} * PCEq_t)$$

- III. El valor de los Condensados por área: Se obtendrá de la suma del valor acumulado de los Condensados de cada Asignación que pertenezca a la misma área conforme al numeral 14 de las presentes reglas.

Sección IV. De las devoluciones, descuentos y bonificaciones aplicadas a los ingresos percibidos por la exportación de Petróleo

12. De los criterios de ajuste del valor del Petróleo.

Se considerará como valor del Petróleo a la suma del valor de Petróleo, que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 6 de las presentes reglas.

Para la determinación del valor de los Hidrocarburos, el Asignatario deberá aplicar únicamente el monto del valor de las devoluciones, descuentos y bonificaciones, así como los ingresos adicionales derivados de los ajustes por la calidad de los Hidrocarburos enajenados del periodo (t), dichos ajustes se considerarán a partir del mes en que se presenten, siempre que correspondan al ejercicio fiscal que se está declarando, tal y como, se señala a continuación:

El monto del ajuste se deberá aplicar de acuerdo al numeral 6 de las presentes reglas, de manera tal que el valor por tipo de Petróleo extraído en la Asignación (A_i) no podrá ser menor a cero.

El Asignatario no podrá duplicar las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación de los Hidrocarburos o ingresos adicionales derivado de los ajustes a las enajenaciones del Petróleo que ya hayan sido aplicados en la determinación del valor del Petróleo.

Cuando tales devoluciones, descuentos y bonificaciones se deriven por actos de negligencia, conducta fraudulenta, dolosa o mala fe por parte del Asignatario, éstos no serán admisibles para su aplicación en el valor del Petróleo.

En el caso de la determinación anual del valor del Petróleo, el Asignatario deberá considerar las devoluciones, descuentos y bonificaciones, así como los ingresos adicionales antes señalados que correspondan a los comprobantes fiscales digitales por Internet de enajenaciones del ejercicio fiscal respectivo.

CAPÍTULO III.

De la Conversión de ingresos percibidos conforme a comprobantes fiscales expedidos por la venta de exportación

13. De la conversión de moneda extranjera a moneda nacional.

Para la conversión del valor de los Hidrocarburos a moneda nacional se utilizará el tipo de cambio a que se haya adquirido la moneda extranjera de que se trate y no habiendo adquisición, se estará al tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación el día anterior a aquél en que se emitan los comprobantes fiscales por Internet hasta la diezmilésima cifra.

Para la determinación de los precios de los Hidrocarburos en moneda nacional se utilizarán las fórmulas señaladas anteriormente considerando el resultado redondeado hasta la centésima cifra.

CAPÍTULO IV.

De las áreas establecidas en las fracciones IX y X del artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

14. De la delimitación de las áreas.

Para efectos de lo dispuesto en el artículo 48 fracciones IX y X de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se considerarán las siguientes delimitaciones:

- a) Paleocanal de Chicontepec: Área que comprende las Asignaciones para la extracción de Petróleo y/o Gas Natural ubicados en los municipios de Castillo de Teayo, Coatzintla, Coyutla, Chicontepec, Espinal, Ixhuatlán de Madero, Temapache, Papantla, Poza Rica de Hidalgo, Tepetzintla o Tihuatlán, en el Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave, o en los municipios de Francisco Z. Mena, Pantepec o Venustiano Carranza, en el Estado de Puebla.

- b) Áreas terrestres: Área que comprende las Asignaciones para extracción de hidrocarburos ubicadas en cualquier porción o área terrestre dentro de los límites del territorio nacional, incluyendo los cuerpos de agua lacustres y palustres, sin considerar las zonas marinas mexicanas como son el mar territorial, la zona contigua, la zona económica exclusiva, la plataforma continental, las plataformas insulares y cualquier otra permitida por el derecho internacional; ni las áreas de Gas Natural No Asociado y del Paleocanal de Chicontepec.
- c) Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros: Es el área que comprende las Asignaciones para extracción de hidrocarburos ubicada en las zonas marinas mexicanas como son el mar territorial, la zona contigua, la zona económica exclusiva, la plataforma continental, las plataformas insulares y cualquier otra permitida por el derecho internacional, dentro de aguas someras; que cuenten con un tirante de agua o profundidad inferior a quinientos metros, sin incluir los cuerpos de agua lacustres y palustres.
- d) Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros: Es el área que comprende las Asignaciones para extracción de hidrocarburos ubicada en las zonas marinas mexicanas como son el mar territorial, la zona contigua, la zona económica exclusiva, la plataforma continental, las plataformas insulares y cualquier otra permitida por el derecho internacional, dentro de aguas profundas o ultra profundas; que cuenten con un tirante de agua o profundidad superior a quinientos metros.
- e) Gas Natural No Asociado: Área integrada por todas las Asignaciones exclusivamente de Gas Natural No Asociado que se encuentra en yacimientos que no contienen Petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales, conforme a las proyecciones verticales de las formaciones y el tipo de Hidrocarburo distintas a las que se ubiquen en el área de Paleocanal de Chicontepec.

En el caso de que el Área de Asignación comprenda más de un área conforme a lo previsto en este numeral, se deberá considerar el área que ocupe más superficie en kilómetros cuadrados.

El Asignatario deberá presentar al Servicio de Administración Tributaria, así como a la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios y sobre Hidrocarburos, adscrita a la Subsecretaría de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a más tardar el último día hábil del mes de marzo la relación de Asignaciones vigentes en el ejercicio anterior por cada una de las áreas conforme a la delimitación prevista en el presente capítulo.

CAPÍTULO V.

De la aplicación de las tasas del derecho petrolero para el bienestar

15. Para efectos de la determinación de las tasas de los hidrocarburos para el derecho petrolero para el bienestar, se considerará la clasificación de áreas establecidas en el artículo 48, fracciones IX y X de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y del numeral 14 de las presentes reglas. Asimismo, deberá observarse lo siguiente:

I. Tasa del Petróleo crudo.

Tratándose de Petróleo, extraído en áreas terrestres, áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, y en el Paleocanal de Chicontepec, se aplicará directamente la tasa establecida en el artículo 39, fracción I de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, conforme al precio del Petróleo obtenido en las presentes reglas.

Por lo que hace al Petróleo, extraído en áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros, se aplicará directamente la tasa establecida en el artículo 39, fracción III de la Ley en comento.

II. Tasa del Condensado.

Si el Hidrocarburo extraído en el área de Gas Natural No Asociado es Condensado, se aplicará directamente la tasa referida en el artículo 39, fracción II de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, conforme al precio de los Condensados obtenido con base en las presentes reglas.

III. Tasa ponderada del Petróleo y su aplicación.

Para efectos de los hidrocarburos distintos al Petróleo extraídos en áreas terrestres, áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros y Paleocanal de Chicontepec, se deberá aplicar una tasa ponderada del derecho petrolero para el bienestar a su valoración, que se calcula como sigue:

$$TPP_{(RFi)} = \frac{\sum DPB_{RFi,t}}{\sum VP_{RFi,t}}$$

Donde:

$TPP_{(RFi)}$	= Tasa ponderada del Petróleo en la Área i correspondiente, truncada a 4 decimales.
$DPB_{RFi,t}$	= Determinación del derecho petrolero para el bienestar para la Área i.
$VP_{RFi,t}$	= Valor del Petróleo para la Área i, en el periodo (t), conforme a las presentes reglas.
t	= Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago.
RFi	= Área para i = 1,2,3,4: RF_1 = Área de Áreas terrestres , RF_2 = Área de Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros , RF_3 = Área de Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros, RF_4 = Área de Paleocanal de Chicontepec, de acuerdo lo establecido en el artículo 48, fracciones IX y X, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

IV. Tasa ponderada de los Condensados y su aplicación.

Si el Hidrocarburo extraído en el Área de Gas Natural No Asociado es Gas Natural No Asociado, se deberá aplicar una tasa ponderada del derecho petrolero para el bienestar a su valoración, que se calcula como sigue:

$$TPC_{(RF5)} = \frac{\sum DPB_{RF5,t}}{\sum VP_{RF5,t}}$$

Donde:

$TPC_{(RF5)}$	= Tasa ponderada del condensado en la Área correspondiente, truncada a 4 decimales.
$DPB_{RF5,t}$	= Determinación del derecho petrolero para el bienestar del condensado para la Área correspondiente.
$VP_{RF5,t}$	= Valor de los Condensados para la Área correspondiente, en el periodo (t), conforme a las presentes reglas.
t	= Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago.
$RF5$	= Área de Gas Natural No Asociado.

CAPÍTULO VI.

De los reportes relativos a las inversiones, costos y gastos que se deberán presentar conforme a lo establecido en el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

16. De los reportes trimestrales y anuales que se deberán presentar.

Para efectos de lo dispuesto en el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se deberá entregar la siguiente relación de información para los reportes trimestrales y anuales, identificando cada campo con su respectiva Asignación:

- I. Producción de Petróleo y Condensado, expresados en millones de Barriles, y de Gas Natural, expresada en miles de millones de pies cúbicos, así como su conversión en Petróleo Crudo Equivalente, expresado en millones de Barriles equivalentes.

- II. Inversiones en capital, desglosadas por actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción, expresadas en millones de dólares.
- III. Gastos operativos, desagregando aquellos que sean costos de abandono, expresados en millones de dólares.
- IV. Precios del Petróleo, Condensado y Gas Natural, expresados en dólares por Barril y en dólares por millón de BTU, según corresponda.

La información del ejercicio fiscal en curso, deberá contener un comparativo entre la información de programa y la información observada al corte del trimestre correspondiente al reporte de que se trate. Asimismo, deberá estar acompañada de las siguientes variables:

- i. Valor fiscal remanente, expresado en millones de dólares.
- ii. Tarifa Netback, correspondiente a los costos de comercialización por Barril de Petróleo crudo equivalente.
- iii. Área de exploración y extracción del campo, medida en kilómetros cuadrados.
- iv. Factores de conversión de aceite a gas y de gas en millones de BTU a miles de pies cúbicos.
- v. Porcentaje de comercialización del gas en el campo.
- vi. Tipo de Hidrocarburo principal, de conformidad a lo establecido en el numeral 2 de las presentes reglas para el caso del Petróleo y el numeral 7 para el Gas Natural.

Para la información correspondiente a las proyecciones de los dos ejercicios siguientes al que se reporte, se deberá observar la misma información que para el ejercicio de que se trate, salvo el comparativo contra el observado.

El Asignatario deberá presentar a la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios y sobre Hidrocarburos, adscrita a la Subsecretaría de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a más tardar el último día hábil de los meses de abril, julio, octubre y enero, según el trimestre que corresponda, la información a que se refiere el presente numeral de conformidad con el Anexo II de las presentes reglas.

Para efectos de lo dispuesto en la fracción II, del artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se deberá entregar la información de las reservas probadas desarrolladas produciendo, las reservas probadas desarrolladas, las reservas 1P, las reservas 2P y las reservas 3P, identificando cada una de ellas con la siguiente información:

- a) Tipo de área, ya sea en exploración, extracción, temporal, contratos y no asignado.
- b) Región, ya sea Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte o Sur.
- c) Petróleo crudo equivalente, crudo, condensado, líquidos de planta y gas seco en millones de Barriles de Petróleo crudo equivalente.
- d) Gas Natural, gas seco y gas de venta en miles de millones de pies cúbicos.

La Secretaría podrá solicitar la información adicional que considere conveniente en relación con los reportes anual y trimestral, en términos de lo establecido en el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

TRANSITORIOS

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

Segundo. Queda sin efectos el "Acuerdo por el que se expiden las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2015 y sus posteriores modificaciones, así como todas las disposiciones administrativas que se opongan al presente Acuerdo.

Tercero. Para efectos del pago del derecho petrolero para el bienestar previsto en los artículos 39 y 40 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos vigente a partir del 19 de marzo de 2025, será aplicable en lo conducente el presente Acuerdo.

ANEXO I. Comprobantes de los volúmenes por el traspaso de Gas Natural.

No. de traspaso	Fecha de traspaso	Cantidad traspasada	Tipo de Gas	Centro de Transferencia de Gas	MVC ₁	MVC ₂	MVC ₃	MVC _{4i}	MVC _{4n}	MVC _{5i}	MVC _{5n}	MVC ₆	MVC ₇	MVC ₈	MVC ₉	MVC ₁₀	MVCO ₂	MVN ₂	MVH ₂ S

La cantidad traspasada corresponde a los miles de pies cúbicos (ft3) totales de la mezcla de Gas Natural del Centro de Transferencia de Gas, en el periodo (t), reportados a Condición Base, de conformidad a lo establecido en el numeral 7 de las presentes reglas.

El tipo de gas corresponde a la clasificación por tipo de Gas Natural: Gas Seco, Gas Húmedo Dulce y Gas Húmedo Amargo, de conformidad a lo establecido en el numeral 7 de las presentes reglas.

El Centro de Transferencia de Gas será el identificado de conformidad el numeral 7 de las presentes reglas.

MVC_j corresponde a la fracción molar del componente C_j conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de Gas Natural traspasada del Centro de Transferencia de Gas en la fecha de traspaso.

C_j corresponde al componente del Gas Natural para j = 1, 2,n: c1 = metano, c2 = etano, c3 = propano, c4i = iso-butanos, c4n = n-butanos, c5i = iso-pentanos, c5n = iso-pentanos, c6 = hexanos, c7 = heptanos, c8 = octanos, c9 = nonanos, c10 = decanos.

MVCO₂, MVN₂ y MVH₂S corresponden a las fracciones molares de las impurezas de dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno, respectivamente.

ANEXO II. De las inversiones, costos y gastos que se deberán presentar conforme a lo establecido en el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

		Programa (ejercicio fiscal y ejercicios siguientes)												
		Producción				CAPEX				OPEX		Precios		
Asignación	Campo	Aceite	Condensado	Gas Natural	PCE	Exploración	Evaluación	Desarrollo	Producción	Abandono	OPEX	Aceite	Condensado	Gas Natural

Real (ejercicio fiscal)														
		Producción				CAPEX				OPEX		Precios		
Asignación	Campo	Aceite	Condensado	Gas Natural	PCE	Exploración	Evaluación	Desarrollo	Producción	Abandono	OPEX	Aceite	Condensado	Gas Natural

Otros (ejercicio fiscal y ejercicios siguientes)									
		Valor Fiscal Remanente	Otros						
Asignación	Campo	USD	Tarifa Netback	Área de Exploración	Área de Extracción	Factor de conversión de aceite a gas	Factor de conversión de gas en mmbtu a mpc	Tipo de hidrocarburo principal	Porcentaje de comercialización del gas

La Secretaría podrá solicitar la información adicional que considere conveniente en relación con los reportes anual y trimestral, en términos de lo establecido en el artículo 49 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Atentamente

Ciudad de México, a 16 de abril de 2025.- En suplencia por ausencia del Secretario de Hacienda y Crédito Público y del Subsecretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en el artículo 50, primer párrafo del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el Subsecretario de Ingresos, **Carlos Gabriel Lerma Cotera**.- Rúbrica.