

SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

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.

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

ACUERDO 02/2015

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.

LUIS VIDEGARAY CASO, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 1 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y 6o., 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, así como del transitorio Sexto del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía", publicado el 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Ejecutivo Federal puede otorgar asignaciones exclusivamente a empresas productivas del Estado, concediéndoles el derecho a realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos;

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

Que los artículos 39, 40, 41, 42, 43 y 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establecen los Derechos por la Utilidad Compartida y de Extracción de Hidrocarburos, así como los mecanismos para su determinación anual y mensual definitivo, respectivamente, a partir del valor de los hidrocarburos extraídos;

Que el artículo 48, fracciones I, II, III y IV de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, establece como valor de los hidrocarburos extraídos, la suma del valor del petróleo, del gas natural y de los Condensados, que, a su vez, se obtienen de multiplicar el volumen extraído de cada hidrocarburo por el precio de venta en el mismo periodo, el cual se ajustará y determinará conforme a las fracciones V, VI y VII del citado artículo;

Que el artículo 51 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, establece que cuando el asignatario enajene petróleo o gas natural a partes relacionadas, estará obligado a determinar el valor de dichos hidrocarburos, con base en los precios y montos de las contraprestaciones que hubiera utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando el método de precio comparable no controlado establecido en el artículo 180, fracción I de la Ley del Impuesto sobre la Renta;

Que el procedimiento previsto en el presente Acuerdo tiene por objeto establecer la forma de cálculo y ajuste del valor de los hidrocarburos extraídos que se utilizarán para determinar los derechos señalados en los artículos 39 y 44 de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;

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, por lo que he tenido a bien expedir el siguiente

ACUERDO**CAPÍTULO I.****Disposiciones de carácter general****1. Definiciones.**

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 de Hidrocarburos.

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 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 por la utilidad compartida.**

El Asignatario deberá pagar de forma anual el derecho por la utilidad compartida de acuerdo a lo establecido en los artículos 39, 40 y 41 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 42 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos señala que a cuenta del derecho citado, se realizarán pagos provisionales mensuales, aplicando la tasa establecida en el 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 menos las deducciones permitidas conforme a lo dispuesto en los artículos 42 y 43 de la Ley antes señalada. 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 ponderado del Barril de cada tipo de Petróleo, el Asignatario deberá clasificar tanto los comprobantes fiscales digitales por internet (CFDI) de la venta de exportación de Petróleo, como los CFDI de la comercialización dentro del país del Petróleo de acuerdo a los grados API y al contenido de azufre del volumen de Petróleo enajenado en el periodo que se declarará, conforme a las categorías de tipo de Petróleo establecidas en el numeral 2 del presente Acuerdo.

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

La determinación del precio promedio ponderado del Barril de petróleo tipo $(m_{API,S})$, $PP_{DUC,m_{API,st}}$ para el periodo que corresponda se calculará en moneda nacional por Barril de Petróleo, conforme la siguiente fórmula:

$$PP_{DUC,m_{API,st}} = \left(\frac{BPExp_{DUC,m_{API,st}}}{BPTot_{DUC,m_{API,st}}} * PP_{DUC,exp,m_{API,st}} \right) + \left(\frac{BPCI_{DUC,m_{API,st}}}{BPTot_{DUC,m_{API,st}}} * PP_{DUC,ci,m_{API,st}} \right)$$

Considerando que:

$$PP_{DUC,exp,m_{API,S},t} = \frac{IPEXP_{DUC,m_{API,S},t}}{BPEXP_{DUC,m_{API,S},t}}$$

Y que:

$$PP_{DUC,ci,m_{API,S},t} = \frac{IPCI_{DUC,m_{API,S},t}}{BPCI_{DUC,m_{API,S},t}}$$

Dónde:

- $PP_{DUC,m_{API,S},t}$ = Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) en el período (t).
- $BPTot_{DUC,m_{API,S},t}$ = Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) exportado y comercializado dentro del país conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
- $PP_{DUC,exp,m_{API,S},t}$ = Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$), exportado en el período (t).
- $IPEXP_{DUC,m_{API,S},t}$ = Ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la exportación del Petróleo tipo ($m_{API,S}$) conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
- $BPEXP_{DUC,m_{API,S},t}$ = Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) exportado conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
- $PP_{DUC,ci,m_{API,S},t}$ = Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) comercializado dentro del país en el período (t).
- $IPCI_{DUC,m_{API,S},t}$ = Ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la comercialización dentro del país del Petróleo tipo ($m_{API,S}$) conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
- $BPCI_{DUC,m_{API,S},t}$ = Volumen acumulado de Barriles de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) comercializado dentro del país conforme a los CFDI expedidos en el período (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) = Período comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago (enero, febrero, marzo, etc.).

En caso de operaciones con partes relacionadas los precios del Barril del Petróleo obtenidos de los CFDI deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

En caso de que el precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) comercializado dentro del país ($PP_{DUC,ci,m_{API,S,t}}$) determinado conforme al primer párrafo de este numeral, sea inferior al que resulte de aplicar la fórmula:

Clasificación por grados API		Formula aplicable
Súper-ligero ^(a)	39.0 < API	$PPMin_{DUC,ci,m_{API,S,t}} = 0.0800 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.920 \cdot Brent_{DUC,t}$
Ligero ^(b)	31.1 < API ≤ 39.0	$PPMin_{DUC,ci,m_{API,S,t}} = 0.167 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.840 \cdot Brent_{DUC,t} - 1.814 \cdot S_t$
Mediano ^(c)	22.3 < API ≤ 31.1	$PPMin_{DUC,ci,m_{API,S,t}} = 0.198 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.814 \cdot Brent_{DUC,t} - 2.522 \cdot S_t$
Pesado ^(d)	10.0 < API ≤ 22.3	$PPMin_{DUC,ci,m_{API,S,t}} = 0.481 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.508 \cdot Brent_{DUC,t} - 3.678 \cdot S_t$
Extra-pesado ^(e)	API ≤ 10.0	$PPMin_{DUC,ci,m_{API,S,t}} = 0.481 \cdot LLS_{DUC,t} + 0.508 \cdot Brent_{DUC,t} - 3.678 \cdot S_t$

Se considerará el precio obtenido conforme a esta última fórmula para calcular el precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$), ($PP_{DUC,ci,m_{API,S,t}}$) correspondiente, conforme a lo establecido en el primer párrafo del presente numeral.

Dónde:

$PPMin_{DUC,ci,m_{API,S,t}}$	= Precio mínimo del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) del periodo (t) que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($PP_{DUC,ci,m_{API,S,t}}$) comercializado dentro del país en el periodo (t).
$LLS_{DUC,t}$	= Precio promedio del crudo marcador Light Louisiana Sweet (LLS) en el período (t).
$Brent_{DUC,t}$	= Precio promedio del crudo marcador Brent en el período (t).
S_t	= Promedio ponderado del porcentaje de contenido de azufre del Petróleo tipo ($m_{API,S}$) comercializado dentro del país conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
(t)	= Período comprendido desde el inicio del ejercicio, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

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 conforme los registros de los CFDI expedidos 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 (A) $BPExt_{DUC,A,t}$, 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 Comisión Nacional de Hidrocarburos 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 del presente Acuerdo.

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

La determinación del valor del Petróleo extraído en cada periodo, se hará exclusivamente para el cálculo del derecho anual y pagos provisionales mensuales a que se refieren los artículos 39 y 42 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo establecido en el artículo 48 de la Ley antes señalada, el valor del petróleo se deberá obtener de acuerdo a lo siguiente:

- I. Valor por tipo de Petróleo extraído en el Área de Asignación $VP_{DUC,A,m_{API,S},t}$: Se calculará multiplicando el volumen de petróleo acumulado extraído de cada tipo de Petróleo por cada Asignación, de acuerdo al numeral 4, por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 3 del presente Acuerdo.

$$VP_{DUC,A,m_{API,S},t} = BPExt_{DUC,A,m_{API,S},t} * PP_{DUC,m_{API,S},t}$$

- II. Valor del Petróleo por Área Asignada $VP_{DUC,A,t}$: Se calculará sumando el valor acumulado de los diferentes tipos de Petróleo ahí extraídos.

$$VP_{DUC,A,t} = \sum_{a1}^{e3} VP_{DUC,A,m_{API,S},t}$$

- III. Valor del Petróleo por región: Se calculará sumando el valor acumulado del Petróleo de cada Asignación dentro de la misma región.

En caso de tener volúmenes de petróleo extraído del tipo ($m_{API,S}$) en el período (t) y no se cuente con un precio conforme a la metodología descrita en el numeral 3, el precio promedio ponderado que se utilizará será aquél correspondiente al tipo de Petróleo ($m_{API,S}$) más cercano en contenido de azufre dentro de la misma categoría de grados API. Cuando no se tengan precios promedio ponderados dentro de la misma categoría de grados API, se utilizará el precio correspondiente al tipo de Petróleo ($m_{API,S}$) de la categoría inmediata superior en grados API y el más aproximado en contenido de azufre.

Sección II. Determinación del precio y valor del gas natural.

7. De la determinación del precio del gas natural.

La determinación del precio promedio ponderado del Gas Natural para el periodo que corresponda se hará por Área de Asignación, reportándose en moneda nacional por BTU, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$PGN_{DUC,A,t} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGN_{DUC,A,i,t} * PGN_{DUC,A,i,t}}{BTUGNTot_{DUC,A,t}}$$

Considerando que:

$$PGN_{DUC,A,i,t} = \frac{IGN_{DUC,A,i,t}}{BTUGN_{DUC,A,i,t}}$$

Dónde:

$PGN_{DUC,A,t}$	=	Precio promedio ponderado acumulado del Gas Natural por BTU de la Asignación (A) en el período (t).
$PGN_{DUC,A,i,t}$	=	Precio del Gas Natural por BTU del CFDI (i), con 1,2,3 ... n, de la Asignación (A) del periodo (t).
$IGN_{DUC,A,i,t}$	=	Ingresos percibidos por la venta de Gas Natural del CFDI (i), de la Asignación (A) perteneciente al periodo (t).
$BTUGN_{DUC,A,i,t}$	=	Volumen de venta de Gas Natural del CFDI (i) expresado en BTU, de la Asignación (A) perteneciente al periodo (t).
$BTUGNTot_{DUC,A,t}$	=	Volumen de venta de Gas Natural en BTU en la Asignación (A) en el periodo (t).
n	=	Número total de CFDI expedidos comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes del periodo (t) que corresponda.
(t)	=	Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

En operaciones con partes relacionadas, los precios de Gas Natural por BTU así determinados deberán corresponder a los precios y montos de contraprestaciones que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, incluyendo el detalle para los precios y montos correspondientes al metano, etano butano y propano que componen al Gas Natural, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

8. De la determinación del valor del gas natural extraído.

La determinación del valor del Gas Natural, conforme esta Sección, se hará exclusivamente para el cálculo de la determinación anual y pagos provisionales mensuales del derecho por la utilidad compartida señalado en los artículos 39 y 42 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo establecido en el artículo 48 de la Ley antes señalada, se deberá multiplicar el volumen acumulado del Gas Natural extraído, incluyendo el volumen de consumo, las mermas por derramas, quema o venteo que de este producto efectúe el Asignatario, menos el Gas Natural reinyectado al yacimiento correspondiente, por el precio, que para estos fines, será aquél obtenido conforme al numeral 6 de este Acuerdo.

Para fines de determinar el volumen extraído del Gas Natural que estará sujeto el derecho por la utilidad compartida, se considerará como Gas Natural a la mezcla de gases que se obtengan de la extracción o del procesamiento industrial y que esté constituida principalmente por metano, etano, propano y butano. Para propósitos de la determinación del valor de los Hidrocarburos el Asignatario, deberá segregarse de las corrientes de gas húmedo, el valor y volumen correspondiente al Gas Natural y sus componentes, así como los correspondientes a los Condensados, definidos conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, de conformidad con las disposiciones administrativas relativas a la medición que establezca la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para obtener el volumen acumulado de Gas Natural extraído el Asignatario deberá:

- I. Llevar los registros diarios del volumen de Gas Natural extraído por pozo de cada Asignación.
- II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes que corresponda, que se encuentren en el Área de Asignación.
- III. Sumar los volúmenes de cada Asignación que pertenezcan a la misma región.

El Asignatario medirá para fines del volumen de Gas Natural extraído la Relación Gas-Aceite (RGA), el contenido de azufre y BTU. Expresará el volumen extraído por pozo en pies cúbicos, del periodo de que se trate, con su equivalencia en BTU; la medición del volumen de Gas Natural extraído se realizará a boca de todos y cada uno de los pozos, así como de los puntos de medición en cada Asignación que señale la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que emita para ello.

Para determinar el valor del Gas Natural se deberá obtener lo siguiente:

- I. La conversión diaria del volumen extraído de cada pozo, registrado en pies cúbicos, a su equivalente en BTU.
- II. Volumen acumulado del Gas Natural extraído: Sumando el volumen de Gas Natural extraído equivalente en BTU de cada pozo, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes que corresponda, que pertenezca al Área de Asignación.
- III. Valor del Gas Natural por Asignación: El volumen de la fracción anterior deberá ser multiplicado por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 6 del presente Acuerdo.
- IV. Valor del Gas Natural por región: Se calculará sumando el valor acumulado del Gas Natural de todas las Asignaciones dentro de la región.

Sección III. Determinación del precio y valor de los Condensados.

9. De la determinación del precio de los Condensados.

La determinación del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados para el periodo que corresponda se hará por Área de Asignación, reportándose en moneda nacional, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$PC_{DUC,A,t} = \frac{\sum_{i=1}^n BC_{DUC,A,i,t} * PC_{DUC,A,i,t}}{BCTot_{DUC,A,t}}$$

Considerando que:

$$PC_{DUC,A,t} = \frac{IC_{DUC,A,t}}{BC_{DUC,A,t}}$$

Dónde:

- $PC_{DUC,A,t}$ = Precio promedio ponderado acumulado del Barril de los Condensados de la Asignación (A) en el período (t).
- $PC_{DUC,A,i,t}$ = Precio del Barril de los Condensados del CFDI (i), con $i = 1,2,3 \dots n$, de la Asignación (A) del periodo de que se trate (t).
- $IC_{DUC,A,i,t}$ = Ingresos acumulados en moneda nacional percibidos por la venta de Condensados del CFDI (i) perteneciente al periodo (t).
- $BC_{DUC,A,i,t}$ = Volumen de venta acumulado de Barriles de los Condensados del CFDI (i), de la Asignación (A) perteneciente al periodo (t).
- $BCTot_{DUC,A,t}$ = Volumen de venta acumulado de Barriles de Condensados en la Asignación (A) perteneciente al periodo (t).
- n = Número total de CFDI expedidos comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes que corresponda.
- (t) = Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

En caso de operaciones con partes relacionadas los precios del Barril de los Condensados obtenidos de los CFDI deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

En el caso de que el precio promedio ponderado del Barril de los Condensados $PC_{DUC,A,t}$ determinado, sea inferior al que resulte de aplicar la fórmula:

$$PCMin_{DUC,A,t} = 6.282 + 0.905 * Brent_{DUC,t}$$

Dónde:

- $PCMin_{DUC,A,t}$ = Precio mínimo del Barril de los Condensados de la Asignación (A) del periodo (t) que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados ($PC_{DUC,A,t}$) de la Asignación (A) en el periodo (t).
- $Brent_{DUC,t}$ = Precio promedio del crudo marcador Brent en el período (t).
- (t) = Periodo comprendido desde el inicio del ejercicio, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

Se considerará el precio obtenido conforme a esta última fórmula para calcular el precio promedio ponderado del Barril de Condensados enajenado ($PC_{DUC,A,t}$) correspondiente, conforme a lo establecido en el primer párrafo del presente numeral.

10. 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 por la utilidad compartida anual y sus pagos provisionales mensuales, en términos de los artículos 39 y 42, respectivamente, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo dispuesto en el artículo 48 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 8 de este Acuerdo.

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

- I. Llevar los registros diarios del volumen extraído por pozo.
- II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes que corresponda, que se encuentren en el área de Asignación .
- III. Sumar los volúmenes de cada Asignación que pertenezcan a la misma región.

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

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

- I. Volumen acumulado de los Condensados extraídos de los pozos pertenecientes al Área de Asignación.
- II. Valor de los Condensados por Asignación: se multiplicará el volumen acumulado de los Condensados por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 8 del presente Acuerdo.
- III. Valor de los Condensados por región: Se obtendrá de la suma del valor acumulado de los Condensados de todas las Asignaciones dentro de la región.

Sección IV. De las devoluciones, descuentos y bonificaciones aplicadas a los ingresos percibidos por la exportación y comercialización dentro del país de hidrocarburos.

11. De los criterios de ajuste del precio de los hidrocarburos.

El Asignatario, para fines de la determinación de los precios de los Hidrocarburos correspondientes a los ingresos percibidos por la venta de Hidrocarburos, así como de los volúmenes vendidos en el período que corresponda, deberá considerar además del CFDI de la enajenación que le dio origen, las devoluciones, descuentos y bonificaciones que se realicen posteriormente a la enajenación de los Hidrocarburos comprendidos en el periodo que se declara, así como los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación que le dio origen en el periodo (*t*). Dichos ajustes se consideraran a partir del mes en que se presenten.

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

CAPÍTULO III.

Determinación de precios y del valor de los hidrocarburos para el cálculo del derecho de extracción de hidrocarburos

Para efectos de lo dispuesto por el artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Asignatario deberá obtener el valor de los Hidrocarburos extraídos durante el mes al que corresponda el pago.

Sección I. Determinación del precio y valor del petróleo.

12. De la clasificación del petróleo.

Para la determinación del precio promedio ponderado del Barril de cada tipo de Petróleo, el Asignatario deberá clasificar tanto los CFDI de la venta de la exportación del Petróleo, como los CFDI de la comercialización dentro del país de acuerdo a los grados API y al contenido de azufre del volumen de Petróleo enajenado en el mes que se declara, conforme a las categorías establecidas en el numeral 2 del presente Acuerdo.

13. De la determinación de los precios por tipo de petróleo.

La determinación del precio promedio ponderado mensual del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) para el mes que se declarará se calculará en moneda nacional por Barril de Petróleo aplicando la siguiente fórmula:

$$PP_{DEXT,m_{API,S,t}} = \left(\frac{BPEXP_{DEXT,m_{API,S,t}}}{BPTot_{DEXT,m_{API,S,t}}} * PP_{DEXT,exp,m_{API,S,t}} \right) + \left(\frac{BPCI_{DEXT,m_{API,S,t}}}{BPTot_{DEXT,m_{API,S,t}}} * PP_{DEXT,ci,m_{API,S,t}} \right)$$

Considerando que:

$$PP_{DEXT,exp,m_{API,S},t} = \frac{IPEXP_{DEXT,m_{API,S},t}}{BPEXP_{DEXT,m_{API,S},t}}$$

Y que:

$$PP_{DEXT,ci,m_{API,S},t} = \frac{IPCI_{DEXT,m_{API,S},t}}{BPCI_{DEXT,m_{API,S},t}}$$

Dónde:

$PP_{DEXT,m_{API,S},t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) en el período (t).
$BPTot_{DEXT,m_{API,S},t}$	=	Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) exportado y comercializado dentro del país conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
$PP_{DEXT,exp,m_{API,S},t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) exportado en el período (t).
$IPEXP_{DEXT,m_{API,S},t}$	=	Ingresos mensuales en moneda nacional percibidos por la exportación del Petróleo tipo ($m_{API,S}$) conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
$BPEXP_{DEXT,m_{API,S},t}$	=	Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) exportado conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
$PP_{DEXT,ci,m_{API,S},t}$	=	Precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$), comercializado dentro del país en el período (t).
$IPCI_{DEXT,m_{API,S},t}$	=	Ingresos mensuales en moneda nacional percibidos por la comercialización dentro del país del Petróleo tipo ($m_{API,S}$) conforme a los CFDI expedidos en el período (t).
$BPCI_{DEXT,m_{API,S},t}$	=	Volumen de Barriles de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) comercializado dentro del país conforme a los CFDI expedidos en el período (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)	=	Desde el primer día, hasta el último día del mes correspondiente de pago.

En operaciones con parte relacionadas, los precios del Barril de Petróleo obtenidos de los CFDI deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

En el caso de que el precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo ($m_{API,S}$) comercializado dentro del país ($PP_{DEXT,ci,m_{API,S},t}$) determinado conforme al primer párrafo de este numeral, sea inferior al que resulte de aplicar la fórmula:

Clasificación por grados API		Formula aplicable
Súper-ligero ^(a)	39.0 < API	$PPMin_{DEXT,ci,m_{API,S},t} = 0.0800 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.920 \cdot Brent_{DEXT,t}$
Ligero ^(b)	31.1 < API ≤ 39.0	$PPMin_{DEXT,ci,m_{API,S},t} = 0.167 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.840 \cdot Brent_{DEXT,t} - 1.814 \cdot S_t$
Mediano ^(c)	22.3 < API ≤ 31.1	$PPMin_{DEXT,ci,m_{API,S},t} = 0.198 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.814 \cdot Brent_{DEXT,t} - 2.522 \cdot S_t$
Pesado ^(d)	10.0 < API ≤ 22.3	$PPMin_{DEXT,ci,m_{API,S},t} = 0.481 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.508 \cdot Brent_{DEXT,t} - 3.678 \cdot S_t$
Extra-pesado ^(e)	API ≤ 10.0	$PPMin_{DEXT,ci,m_{API,S},t} = 0.481 \cdot LLS_{DEXT,t} + 0.508 \cdot Brent_{DEXT,t} - 3.678 \cdot S_t$

Se considerará el precio obtenido conforme a esta última fórmula para calcular el precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(m_{API,S})$ $(PP_{DEXT,ci,m_{API,S,t}})$ correspondiente, conforme a lo establecido en el primer párrafo del presente numeral.

Dónde:

$PPMin_{DEXT,ci,m_{API,S,t}}$	=	Precio mínimo del Barril de Petróleo tipo $(m_{API,S})$ del periodo (t) que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de Petróleo tipo $(PP_{DEXT,ci,m_{API,S,t}})$ comercializado dentro del país en el periodo (t) .
$LLS_{DEXT,t}$	=	Precio del crudo marcador Light Louisiana Sweet (LLS) en el periodo (t) .
$Brent_{DEXT,t}$	=	Precio del crudo marcador Brent en el periodo (t) .
S_t	=	Promedio ponderado del porcentaje de contenido de azufre del Petróleo tipo $(m_{API,S})$ comercializado dentro del país conforme a los CFDI expedidos, en el periodo (t) .
(t)	=	Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

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 conforme los registros de los CFDI expedidos en el periodo de que se trate.

14. 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 (A) $BPExt_{DEXT,A,t}$, conforme a esta Sección, se considerará tanto el volumen extraído de Petróleo como el volumen del 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 Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que emita ello, posteriormente se clasificará según los criterios señalados en el numeral 2.

15. De la determinación del valor del petróleo extraído.

La determinación del valor del Petróleo extraído en cada periodo, se hará exclusivamente para el cálculo de los pagos mensuales definitivos del derecho que señala el artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para efecto de lo establecido en el artículo 48 de la Ley antes señalada el valor del Petróleo se deberá obtener de acuerdo a lo siguiente:

- I. Valor por tipo de Petróleo extraído en el Área de Asignación (A): Se calculará multiplicando el volumen extraído de cada tipo de Petróleo de acuerdo al numeral 14 por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 13 del presente Acuerdo.

$$VP_{DEXT,A,m_{API,S,t}} = BPExt_{DEXT,A,m_{API,S,t}} * PP_{DEXT,m_{API,S,t}}$$

- II. Valor del Petróleo por Área de Asignación (A): Se calculará sumando el valor de los diferentes tipos de Petróleo ahí extraídos.

$$VP_{DEXT,A,t} = \sum_{a1}^{e3} VP_{DEXT,A,m_{API,S,t}}$$

III. Valor del Petróleo por región: Se calculará sumando el valor del Petróleo de cada Asignación dentro de la misma región.

En caso de tener volúmenes de Petróleo extraído del tipo $(m_{API,S})$ en el período (t) y no se cuente con un precio conforme la metodología descrita en el numeral 13, el precio promedio ponderado que se utilizará será aquél correspondiente al tipo de Petróleo $(m_{API,S})$ más cercano en contenido de azufre dentro de la misma categoría de grados API. Cuando no se tengan precios promedio ponderados dentro de la misma categoría de grados API, se utilizará el precio correspondiente al tipo de Petróleo $(m_{API,S})$ de la categoría inmediata superior en grados API y el más aproximado en contenido de azufre.

Sección II. Determinación del precio y valor del gas natural.

16. De la determinación del precio del gas natural.

La determinación del precio promedio ponderado mensual del Gas Natural se hará por Área de Asignación, reportándose en moneda nacional por BTU, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$PGN_{DEXT,A,t} = \sum_{i=1}^n \frac{BTUGN_{DEXT,A,i,t} * PGN_{DEXT,A,i,t}}{BTUGNTot_{DEXT,A,t}}$$

Considerando que:

$$PGN_{DEXT,A,i,t} = \frac{IGN_{DEXT,A,i,t}}{BTUGN_{DEXT,A,i,t}}$$

Dónde:

$PGN_{DEXT,A,t}$	=	Precio promedio ponderado del Gas Natural por BTU de la Asignación (A) en el período (t) .
$PGN_{DEXT,A,i,t}$	=	Precio del Gas Natural por BTU del CFDI (i) , con $i = 1,2,3 \dots n$, en el período (t) .
$IGN_{DEXT,A,i,t}$	=	Ingresos percibidos por la venta de Gas Natural del CFDI (i) , de la Asignación (A) perteneciente al período (t) .
$BTUGN_{DEXT,A,i,t}$	=	Volumen de venta de Gas Natural del CFDI (i) expresado en BTU, de la Asignación (A) perteneciente al período (t) .
$BTUGNTot_{DEXT,A,t}$	=	Volumen de venta de Gas Natural en BTU en la Asignación (A) en el período (t) .
n	=	Número total de CFDI expedidos comprendidos desde el primer día hasta el último día del mes del período (t) que corresponda.
(t)	=	Período comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago (enero, febrero, marzo, etc.).

En operaciones con partes relacionadas, los precios del Gas Natural por BTU así determinados deberán corresponder a los precios y montos de contraprestaciones que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, incluyendo el detalle para los precios y montos correspondientes al metano, etano butano y propano que componen al Gas Natural, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

17. De la determinación del valor del gas natural extraído.

De acuerdo al artículo 48, fracción III, de la Ley de Ingresos sobre de Hidrocarburos, para determinar el valor del Gas Natural, se deberá multiplicar el volumen del Gas Natural extraído, incluyendo el volumen del consumo, las mermas por derramas, quema o venteo que de este producto efectúe el Asignatario, menos el Gas Natural reinyectado al yacimiento correspondiente, por el precio, que para estos fines, será aquel obtenido en el numeral 16 del presente Acuerdo.

Para fines de determinar el volumen extraído del Gas Natural que estará sujeto al derecho de extracción de hidrocarburos, se considerará como Gas Natural a la mezcla de gases que se obtienen de la extracción o del procesamiento industrial y que está constituida principalmente por metano, etano, propano y butano. Para propósitos de la determinación del valor de los Hidrocarburos el Asignatario, deberá segregarse de las corrientes de gas húmedo, el valor y volumen correspondiente al Gas Natural y sus componentes, así como los correspondientes a los Condensados, definidos conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, de conformidad con las disposiciones administrativas relativas a la medición que establezca la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para obtener el volumen de Gas Natural extraído el Asignatario deberá:

- I. Llevar los registros diarios del volumen de Gas Natural extraído por pozo de cada Asignación.
- II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo que se encuentren en el Área de Asignación, para el mes que corresponda.
- III. Sumar los volúmenes de cada Asignación que pertenezcan a la misma región.

El Asignatario medirá para fines del volumen de Gas Natural extraído la Relación Gas-Aceite (RGA), el contenido de azufre y BTU. Expresará el volumen extraído por pozo en pies cúbicos, del periodo de que se trate, con su equivalencia en BTU; la medición del volumen de Gas Natural extraído se realizará a boca de todos y cada uno de los pozos, así como de los puntos de medición en cada Asignación que señale la Comisión Nacional de Hidrocarburos y conforme a las disposiciones administrativas de carácter general que emita para ello.

Para determinar el valor del Gas Natural se deberá obtener lo siguiente:

- I. La conversión diaria del volumen extraído de cada pozo, registrado en pies cúbicos, a su equivalente en BTU.
- II. Volumen del Gas Natural extraído: Sumando el volumen de Gas Natural extraído equivalente en BTU de cada pozo que pertenezca al Área de Asignación para el mes que corresponda.
- III. Valor del Gas Natural por Asignación: El volumen de la fracción anterior deberá ser multiplicado por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 16 del presente Acuerdo.
- IV. Valor del Gas Natural por región: Se calculará sumando el valor del Gas Natural de cada Asignación dentro de la región.

Sección III. Determinación del valor de los Condensados.

18. De la determinación del precio de los Condensados.

La determinación del precio promedio del Barril de los Condensados para el mes que corresponda se hará por Área de Asignación, reportándose en moneda nacional, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$PC_{DEXT,A,t} = \sum_{i=1}^n \frac{BC_{DEXT,A,i,t} * PC_{DEXT,A,i,t}}{BCTot_{DEXT,A,t}}$$

Considerando que:

$$PC_{DEXT,A,i,t} = \frac{IC_{DEXT,A,i,t}}{BC_{DEXT,A,i,t}}$$

Dónde:

- $PC_{DEXT,A,t}$ = Precio promedio ponderado del Barril de los Condensados de la Asignación (A) en el período (t).
- $PC_{DEXT,A,i,t}$ = Precio del Barril de los Condensados del CFDI (i), con $i = 1,2,3 \dots n$, de la Asignación (A), del periodo (t).
- $IC_{DEXT,A,i,t}$ = Ingresos en moneda nacional percibidos por la venta de Condensados del CFDI (i), perteneciente al periodo (t).
- $BC_{DEXT,A,i,t}$ = Volumen de venta de Barriles de los Condensados del CFDI (i), de la Asignación (A), perteneciente al periodo (t).
- $BCTot_{DEXT,A,t}$ = Volumen de venta de Barriles de los Condensados en la Asignación (A), perteneciente al periodo (t).
- n = Número total de CFDI expedidos comprendidos desde el primer día, hasta el último día del mes que corresponda.
- (t) = Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago

En caso de operaciones con partes relacionadas, los precios del Barril de los Condensados obtenidos de los CFDI deberán corresponder a los precios de mercado, es decir, aquéllos que se hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado conforme al artículo 180, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

En el caso de que el precio promedio ponderado del Barril de los Condensados $PC_{DEXT,A,t}$ determinado, sea inferior al que resulte de aplicar la fórmula:

$$PCMin_{DEXT,A,t} = 6.282 + 0.905 * Brent_{DEXT,t}$$

Se considerará el precio obtenido conforme a esta última fórmula para calcular el precio promedio ponderado del Barril de Condensados enajenado ($PC_{DEXT,A,t}$) correspondiente, conforme a lo establecido en el primer párrafo del presente numeral.

Dónde:

- $PCMin_{DEXT,A,t}$ = Precio mínimo del Barril de los Condensados de la Asignación (A) del periodo (t) que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del Barril de los Condensados ($PC_{DEXT,A,t}$) de la Asignación (A) en el periodo (t).
- $Brent_{DEXT,t}$ = Precio promedio del crudo marcador Brent en el periodo (t).
- (t) = Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

19. De la determinación del valor de los Condensados.

De acuerdo al artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos para determinar el valor de los condensados, se deberá multiplicar el volumen de los Condensados, incluyendo el volumen del consumo, las mermas por derramas o quema que de esté efectúe el Asignatario, por el precio de los Condensados, que para estos fines, será aquel obtenido en el numeral 18 del presente Acuerdo.

Para obtener el volumen extraído de Condensados el Asignatario deberá:

- I. Llevar los registros diarios del volumen extraído por pozo.
- II. Sumar los volúmenes diarios de cada pozo que se encuentren en el Área de Asignación, para el mes que corresponda.
- III. Sumar los volúmenes de cada Asignación que pertenezcan a la misma región.

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

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

- I. Volumen de los Condensados extraídos de los pozos pertenecientes al Área de Asignación.
- II. Valor de los Condensados por Asignación: se multiplicará el volumen de los Condensados por el precio obtenido de acuerdo a la metodología del numeral 18 del presente Acuerdo.
- III. Valor de los Condensados por región: Se obtendrá de la suma del valor de los Condensados de cada Asignación dentro de la región.

Sección IV. De las devoluciones, descuentos y bonificaciones aplicadas a los ingresos percibidos por la exportación y comercialización dentro del país de hidrocarburos.

20. De los criterios de ajuste del precio de los hidrocarburos.

Para la determinación mensual del precio de los Hidrocarburos, el Asignatario deberá aplicar únicamente las devoluciones, descuentos y bonificaciones, así como los ingresos adicionales derivados de los ajustes a la enajenación que le dio origen conforme a los CFDI correspondientes del periodo (t). Dichos ajustes se considerarán en el mes en que se presenten.

CAPÍTULO IV.

De la Conversión de ingresos percibidos conforme a comprobantes fiscales expedidos por la venta de exportación y de venta interna en moneda extranjera.

21. 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 que el Banco de México publique en el Diario Oficial de la Federación el día anterior a aquél en que se emitan los CFDI 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.

CAPÍTULO V.

De la regiones establecidas en la fracción IX y X del artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

22. De la delimitación de la regiones.

Para efectos de lo dispuesto en los artículos 41, 42 y 48 fracción X de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se considerarán las siguientes delimitaciones:

- a) Paleocanal de Chicontepec: Región 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: La región de áreas terrestres 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 regiones de Gas Natural No Asociado y del "Paleocanal de Chicontepec".
- c) Áreas marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros: Es la región 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 marítimas con tirante de agua superior a quinientos metros: Es la región 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: Región 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.

CAPÍTULO VI.

Del ajuste a las fórmulas de precio aplicable a los distintos tipos de hidrocarburo contenidas en las presentes reglas de carácter general.

23. De la adecuación de los componentes de las fórmulas de precios.

El presente Acuerdo podrá ser modificado a fin de que los componentes de las fórmulas aplicables de precios contenidas en el párrafo tercero de los numerales 4, 9, 13 y 18 del presente sean ajustados en congruencia con las fórmulas de precios publicadas en el reporte al que se refiere el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, a efecto de reflejar los ajustes estructurales en los mercados de los hidrocarburos.

TRANSITORIOS

Primero.- Las presentes reglas de carácter general entrarán en vigor el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo.- Sin perjuicio de las obligaciones relativas al pago de los derechos señalados en las presentes reglas, para efectos de la presentación de la información correspondiente a la calidad de los hidrocarburos extraídos por asignación conforme al presente Acuerdo, los Asignatarios tendrán hasta el 31 de diciembre de 2015 para establecer los sistemas de información requeridos para el cumplimiento de las mismas.

Dado en la Ciudad de México, D.F., a 13 de febrero de 2015.- Con fundamento en el artículo 105 del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en ausencia del C. Secretario de Hacienda y Crédito Público y del C. Subsecretario de Hacienda y Crédito Público, el Subsecretario de Ingresos, **Miguel Messmacher Linartas.**- Rúbrica.

OFICIO mediante el cual se autoriza la modificación del inciso a) de la fracción II, del artículo tercero de la autorización otorgada a Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable filial de Stewart Title Guaranty Company, de Galveston, Texas, Estados Unidos de América, derivada del incremento de su capital mínimo fijo sin derecho a retiro.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.- Subsecretaría de Hacienda y Crédito Público.- Unidad de Seguros, Pensiones y Seguridad Social.- Dirección General Adjunta Jurídica de Seguros, Fianzas y Pensiones.- Oficio No. 366-III-0379/14.

**STEWART TITLE GUARANTY DE MÉXICO,
SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE**
Río Duero No. 31, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500

At'n.: C. Eduardo David García
Representante

El Gobierno Federal, a través de esta Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 31, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 33-A, 33-B y 33-C de la Ley General de Instituciones y Sociedades Mutualistas de Seguros, y en ejercicio de la atribución que le confiere el artículo 36, fracción VI del Reglamento Interior de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, emite la resolución que más adelante se indica, en atención a los siguientes antecedentes y considerandos:

ANTECEDENTES

- I. Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable es una sociedad autorizada por esta Secretaría para organizarse y funcionar como institución de seguros para practicar la operación de seguros de daños, en el ramo de diversos según consta en la resolución 366-IV-496 del 6 de junio de 2001, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de julio de ese mismo año y modificada mediante oficio 366-IV-3769 del 22 de septiembre de 2003.
- II. Mediante oficio 366-III-251/13 del 23 de mayo de 2013, la Dirección General Adjunta Jurídica de Seguros, Fianzas y Pensiones, adscrita a la Unidad de Seguros, Pensiones y Seguridad Social:
 - a) Aprobó la reforma al artículo sexto de los estatutos sociales de Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable, derivado del incremento a su capital mínimo fijo sin derecho a retiro de \$25'800,000 a \$30'987,153, en los términos acordados por el proyecto de asamblea general extraordinaria de accionistas que acompañaron a su solicitud.
 - b) Solicitó remitir el primer testimonio original y tres copias simples de la escritura pública con datos de inscripción en el Registro Público de Comercio, en las que se protocolizara la asamblea general extraordinaria de accionistas señalada en el inciso anterior, para efecto de proceder a la modificación de su autorización para organizarse y funcionar como institución de seguros.
- III. Con escrito del 19 de marzo de 2014, Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable, remitió a esta Unidad de Seguros, Pensiones y Seguridad Social el primer testimonio de la escritura pública No. 107,793 del 7 de junio de 2013, otorgada ante la fe del Lic. Francisco José Visoso del Valle, Notario Público No. 145 del Distrito Federal, en la que consta la protocolización del acta de asamblea general extraordinaria de accionistas de Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable del 5 de marzo de 2013, que resolvió el aumento a su capital mínimo fijo y en consecuencia la reforma al artículo sexto de sus estatutos sociales, la cual quedó inscrita en el Registro Público de Comercio el 16 de julio de 2013, con folio mercantil 278686*.

CONSIDERANDOS

- I. Que derivado de la aprobación al artículo sexto de los estatutos sociales, tal como se indicó en el inciso a) del Antecedente II, se deben modificar los términos de la autorización otorgada a esa institución de seguros.
- II. Que remitieron a esta Secretaría el testimonio original y tres copias simples de la escritura pública 107,793 con datos de inscripción en el Registro Público de Comercio.

RESOLUCIÓN

Primero.- Se modifica el inciso a) de la fracción II, del artículo Tercero de la autorización otorgada a Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable filial de Stewart Title Guaranty Company, de Galveston, Texas, Estados Unidos de América, para organizarse y funcionar como institución de seguros, para quedar en los siguientes términos:

“ARTÍCULO TERCERO.- ...

I.- ...

II.- ...

a).- El capital mínimo fijo sin derecho a retiro será de \$30'987,153 (treinta millones novecientos ochenta y siete mil ciento cincuenta y tres pesos 00/100 M.N.), en el cual se incluye el monto del capital mínimo pagado que se señala en el artículo 29, fracción I, primer párrafo de la Ley General de Instituciones y Sociedades Mutualistas de Seguros.

b).- ...

III.- ...”

Segundo.- La autorización otorgada a Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable para organizarse y funcionar como institución de seguros, después de la modificación señalada en el Resolutivo anterior queda íntegramente en los siguientes términos:

AUTORIZACIÓN QUE OTORGA LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO EN REPRESENTACIÓN DEL GOBIERNO FEDERAL, A STEWART TITLE GUARANTY DE MÉXICO, S.A. C.V., PARA QUE FUNCIONE COMO INSTITUCIÓN DE SEGUROS FILIAL DE STEWART TITLE GUARANTY COMPANY, DE GALVESTON, TEXAS, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, EN LOS TÉRMINOS SIGUIENTES:

ARTICULO PRIMERO.- En uso de la facultad que los artículos 5o. y 33-C de la Ley General de Instituciones y Sociedades Mutualistas de Seguros confiere a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, se otorga autorización a Stewart Title Guaranty de México, S.A. de C.V. para funcionar como institución de seguros filial de Stewart Title Guaranty Company, de Galveston, Texas, Estados Unidos de América.

ARTICULO SEGUNDO.- La institución de seguros filial está autorizada para practicar en la República Mexicana la operación de seguros de daños, en el ramo de diversos.

ARTICULO TERCERO.- La institución de seguros filial se sujetará a las disposiciones de la Ley General de Instituciones y Sociedades Mutualistas de Seguros, así como a las que se deriven de la misma, a la Ley General de Sociedades Mercantiles, a las demás leyes que les sean aplicables y, en particular, a las siguientes bases:

I.- La denominación será Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable.

II.- El capital social será variable de acuerdo a lo siguiente:

a).- El capital mínimo fijo sin derecho a retiro será de \$30'987,153 (treinta millones novecientos ochenta y siete mil ciento cincuenta y tres pesos 00/100 M.N.), en el cual se incluye el monto del capital mínimo pagado que se señala en el artículo 29, fracción I, primer párrafo de la Ley General de Instituciones y Sociedades Mutualistas de Seguros.

b).- El monto del capital variable con derecho a retiro en ningún caso podrá ser superior al capital pagado sin derecho a retiro

III. - El domicilio social de la institución de seguros filial será la Ciudad de México, Distrito Federal.

ARTICULO CUARTO.- Por su propia naturaleza, esta autorización es intrasmisible.

Tercero.- La presente resolución se publicará en el Diario Oficial de la Federación, a costa de Stewart Title Guaranty de México, Sociedad Anónima de Capital Variable, de conformidad con lo establecido en el artículo 33-C de la Ley General de Instituciones y Sociedades Mutualistas de Seguros.

Atentamente

México, D.F., a 6 de mayo de 2014.- La Directora General Adjunta, **Yolanda Torres Segarra**.- Rúbrica.

(R.- 406301)