CONSIDERANDO QUE EL 18 DE ENERO DE 2023 SE PUBLICÓ EL ÍNDICE DE PRECIOS AL PRODUCTOR DE DICIEMBRE 2022, CONFORME AL CALENDARIO DE BUREAU OF LABOR STATISTICS DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, SE EMITE EL PRESENTE REPORTE ANUAL POR EL QUE SE ACTUALIZAN LOS PARÁMETROS DE LA TASA DE REGALÍAS, PUBLICADOS EL 13 DE ENERO DE 2023.

REPORTE ANUAL 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 DE HIDROCARBUROS PARA EL AÑO 2023.

C O N S I D E R A N D O

I. Que, con base en lo dispuesto por los artículos 24 y 30 de la Ley de Hidrocarburos, 35 y 36 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, 26 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como 5 y 6 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, las bases del procedimiento de licitación y adjudicación de los contratos para la exploración y extracción que se pongan a disposición de los interesados deberán sujetarse a las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que para cada caso emita la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

II. Que, conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 4 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la SHCP debe publicar, dentro de los primeros quince días naturales de cada año, un reporte en el que establezca los rangos de valores de los términos económicos que considerará para incluir en las bases de licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos del año correspondiente.

Por lo anterior, la SHCP emite el reporte anual de los rangos de valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en el año 2023, conforme a lo siguiente:

1. DESCRIPCIÓN

1.1. El presente reporte establece los rangos para los términos económicos que corresponde determinar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a considerar en las licitaciones y en los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos durante 2023 en aquellas áreas contractuales que la Secretaría de Energía seleccione.

1.2. El rango de valores que establece la SHCP reconoce las diferencias inherentes a los proyectos asociados, tales como: (i) el tipo de área contractual; (ii) el tipo de hidrocarburo por explotar, y (iii) las características operativas y comerciales de cada tipo de proyecto.

1.3. De conformidad con el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la SHCP podrá considerar valores fuera de los rangos publicados en el presente reporte en caso de que, a su juicio, las condiciones económicas del mercado y de la industria se hayan modificado sustancialmente.

2. RANGO DE VALORES DE LAS CONDICIONES ECONÓMICAS RELATIVAS A LOS TÉRMINOS FISCALES PARA LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

2.1. Cuota Contractual para la Fase Exploratoria.

2.1.1. Los contratos deben establecer el pago en favor del Estado de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria en aquellas áreas contractuales que no se encuentren en la fase de producción.[1]

2.1.2. La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria se actualizará cada año de acuerdo con la variación del Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) y conforme el procedimiento establecido en el artículo 18 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

2.1.3. Durante 2023, para el pago de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria se aplicará el monto establecido en el artículo 23 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, actualizado por un factor de 1.0779, determinado con base en la variación del INPC, de conformidad con lo establecido en el artículo 18 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato:	1,669.53 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.
A partir del mes 61 de vigencia del contrato y en adelante:	3,992.39 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.

2.2. Regalías.

2.2.1. El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de las tasas establecidas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y actualizadas para 2023 conforme a los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos.[2]

[1] Artículo 23 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

[2] Artículo 24 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

2.2.2. Conforme a lo dispuesto en los lineamientos y lo estipulado en los contratos, durante la vigencia de estos, las tasas se actualizarán de acuerdo con las reglas estipuladas en el modelo de contrato publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. La actualización de las tasas aplicables para el cobro de Regalías se llevará a cabo en el mes de enero, considerando la primera publicación de variación anual observada en el mes de diciembre del año previo del Índice de Precios al Productor (IPP) de los Estados Unidos de América o el que lo sustituya (π_{t-1}), tomando el año 2018 como año base.

2.2.3. Para 2023, los parámetros de las fórmulas para la determinación de las Regalías se actualizan considerando un factor de 1.0693, determinado con base en la variación del IPP.

2.2.4. De forma subsecuente, la tasa de la Regalía aplicable a la producción de petróleo se actualizará de acuerdo con lo siguiente:

Fórmula		
A. Si: precio contractual del período $< A_t$; $Tasa = 7.5\%$ B. Si: precio contractual del período $\geq A_t$; $Tasa = [B_t * \text{precio contractual del período} + 1.5]\%$		
Valor establecido en Ley para 2015	**Valor aplicable a 2023**	**Actualización anual**
$A_{2015} = 48$ $B_{2015} = 0.125$	$A_{2023} = 63.38$ $B_{2023} = 0.094$	$A_t = A_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $B_t = \frac{B_{t-1}}{(1 + \pi_{t-1})}$

Donde A y B son los parámetros establecidos en el artículo 24, fracción I, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y t se refiere al año en que se realice la actualización.

2.2.5. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de gas natural asociado se actualizará de acuerdo con lo siguiente:

Fórmula		
$Tasa = \frac{\text{precio contractual del período}}{C_t}$		
Valor establecido en Ley para 2015	**Valor aplicable a 2023**	**Actualización anual**
$C_{2015} = 100$	$C_{2023} = 132.05$	$C_t = C_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$

Donde C es el parámetro establecido en el artículo 24, fracción II, inciso a), de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y t se refiere al año en que se realice la actualización.

2.2.6. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de gas natural no asociado se actualizará de acuerdo con lo siguiente:

Fórmula		
A. Si: precio contractual del período $\leq$ $\mathrm{D_t}$; $\mathrm{Tasa} = 0\%$ B. Si: $D_t <$ precio contractual del período $< E_t$; $Tasa = \left[\frac{(\text{precio contractual del período} - D_t) * 60.5}{\text{precio contractual del período}}\right]\%$ C. Si: precio contractual del período $\geq E_t$; $Tasa = \frac{\text{precio contractual del período}}{F_t}$		
Valor establecido en Ley para 2015	**Valor aplicable a 2023**	**Actualización anual**
$D_{2015} = 5$ $E_{2015} = 5.5$ $F_{2015} = 100$	$D_{2023} = 6.61$ $E_{2023} = 7.25$ $F_{2023} = 132.05$	$D_t = D_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $E_t = E_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $F_t = F_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$

Donde D, E y F son los parámetros establecidos en el artículo 24, fracción II, inciso b), de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y t se refiere al año en que se realice la actualización.

2.2.7. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de los condensados se actualizará de acuerdo con lo siguiente:

Fórmula		
A. Si: precio contractual del período $< G_t$; $Tasa = 5\%$ B. Si: precio contractual del período $\geq G_t$; $Tasa = [(H_t * \text{precio contractual del período}) - 2.5]\%$		
Valor establecido en Ley para 2015	**Valor aplicable a 2023**	**Actualización anual**
$G_{2015} = 60$ $H_{2015} = 0.125$	$G_{2023} = 79.22$ $H_{2023} = 0.094$	$G_t = G_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $H_t = \frac{H_{t-1}}{(1 + \pi_{t-1})}$

Donde G y H son los parámetros establecidos en el artículo 24, fracción III, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y t se refiere al año en que se realice la actualización.

2.3. Límite de Recuperación de Costos.

2.3.1. El Límite de Recuperación de Costos se refiere al monto máximo que, expresado como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos, se podrá destinar —conforme a las reglas estipuladas para ello en el modelo de contrato— para la contraprestación correspondiente a la recuperación de los costos, gastos e inversiones que realice el contratista al amparo del contrato.[3]

2.3.2. En caso de que en algún período los costos, gastos e inversiones recuperables conforme a las reglas estipuladas para ello en el modelo de contrato sean menores al Límite de Recuperación de Costos correspondiente, la contraprestación correspondiente a la recuperación de costos será únicamente por el monto equivalente a dichos costos, gastos e inversiones recuperables.

2.3.3. Los rangos aplicables al Límite de Recuperación de Costos son los siguientes:

Tipo de Área		**Exploratorio (%)**	**Desarrollo (%)**
Costa afuera con tirante de agua menor a 500 m.	Convencionales	de 50 a 70	de 50 a 70
	Gas natural no asociado	de 60 a 80	de 60 a 80
	No convencionales	de 50 a 70	de 50 a 70
Terrestres	Convencionales	de 45 a 75	de 45 a 75
	Gas natural no asociado	de 60 a 85	de 60 a 85
	No convencionales	de 55 a 75	de 55 a 75
Costa afuera con tirante de agua mayor a 500 m.	Convencionales	de 50 a 70	de 50 a 70
	Gas natural no asociado	de 60 a 80	de 60 a 80

El valor de los rangos se podrá actualizar con base en lo expuesto en el numeral 1.3 del presente reporte.

[3] De conformidad con el artículo 16 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

2.4. Mecanismo de Ajuste.

2.4.1. Mecanismo de Ajuste para Contratos de Producción Compartida.

A. El Mecanismo de Ajuste que se contemple en los contratos bajo la modalidad de producción o utilidad compartida será determinado y aplicado de forma mensual con base en la Métrica del Resultado Operativo del contratista antes de impuestos (MRO), y conforme a las reglas estipuladas para ello en el modelo de contrato.[4]

a. Cuando la MRO del contratista antes de impuestos sea menor al umbral U_1, la participación del contratista en la utilidad operativa se mantendrá en el nivel determinado como resultado del proceso de licitación ($\mathrm{S}_{\max}$).

b. Cuando la MRO del contratista antes de impuestos sea mayor al umbral U_2, la participación del contratista en la utilidad operativa se reducirá a un mínimo que será una proporción (m) del nivel determinado como resultado del proceso de licitación.

c. Cuando la rentabilidad se encuentre entre los umbrales U_1 y U_2, la participación del contratista se determinará por interpolación lineal conforme a la siguiente fórmula:

$$S_{max} - S_{max}\,(1-m)\left(\frac{MRO_{t-1} - U_1}{U_2 - U_1}\right)$$

La Métrica del Resultado Operativo del contratista antes de impuestos para un mes dado (MRO_t) se calculará como la tasa anualizada del indicador mensual del resultado operativo antes de impuestos (r_t), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$MRO_t = (1 + r_t)^{12} - 1$$

Donde:

$$0 = \sum_{i=1}^{t} \frac{(\text{Ingresos} - \text{costos registrados})_i}{(1 + r_t)^{i-1}}$$

e i es el mes, desde la fecha efectiva y hasta el mes t.

Los rangos aplicables a los parámetros del Mecanismo de Ajuste son los siguientes:

[4] Artículo 10 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Parámetro		Exploración	Extracción
U_1		de 20% a 30%	de 20% a 30%
U_2		de 30% a 45%	de 30% a 45%
m	Convencionales	de 0.1 a 0.4	
	No convencionales	de 0.2 a 0.5	
	Gas natural no asociado		

El valor de los rangos se podrá actualizar con base en lo expuesto en el numeral 1.3 del presente reporte.

2.4.2. Mecanismos de Ajuste para Contratos de Licencia.

Adicional al porcentaje que se determine durante el proceso de licitación y al aplicable por la Regalía Básica, el Mecanismo de Ajuste que se contemple en los contratos bajo la modalidad de licencias será un incremento en porcentaje sobre el Valor Contractual de los Hidrocarburos.

A. Mecanismo de Ajuste para campos terrestres convencionales.

El porcentaje correspondiente al Mecanismo de Ajuste será determinado y aplicado de forma mensual con base en el promedio simple de la producción diaria de tres meses, considerando el período en el que se determine y los dos anteriores (Q_t), conforme a las reglas estipuladas para ello en el modelo de contrato.[5] En general, el Mecanismo de Ajuste funcionará de la siguiente forma:

a. Cuando el promedio de producción diaria del contratista sea menor a un primer umbral (U_1), no se aplicará ningún ajuste en la contraprestación en favor del Estado.

b. Cuando el promedio de producción diaria del contratista sea mayor a un segundo umbral (U_2), el ajuste de la contraprestación como porcentaje del valor contractual será el máximo entre cero y la diferencia entre la tasa máxima aplicable por tipo de hidrocarburo (M_{H}) y el porcentaje correspondiente a la regalía básica aplicable al tipo de hidrocarburo que se trate (R_{H}).

c. Cuando el promedio de producción diaria del contratista se encuentre entre los umbrales U_1 y U_2, el ajuste de la contraprestación como porcentaje del valor contractual se determinará por interpolación lineal conforme a la siguiente fórmula:

[5] Artículo 10 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

$$Max\ [0, M_{\mathrm{H}} - R_{\mathrm{H}}]\left(\frac{Q_t - U_1}{U_2 - U_1}\right)$$

Los rangos aplicables a los parámetros del Mecanismo de Ajuste para campos terrestres y campos maduros son los siguientes:

Parámetro		**Rango**
U_1	Petróleo y Condensados (Mbd)	de 15 a 45
	Gas Natural (MMpcd)	de 60 a 100
U_2	Petróleo y Condensados (Mbd)	de 100 a 150
	Gas Natural (MMpcd)	de 200 a 260
Máximo	Petróleo y Condensados	de 10% a 30%
	Gas Natural	de 5% a 25%

El valor de los rangos se podrá actualizar con base en lo expuesto en el numeral 1.3 del presente reporte.

B. Mecanismo de Ajuste para campos costa afuera.

El porcentaje correspondiente al Mecanismo de Ajuste será determinado de forma trimestral con base en un factor de rentabilidad del contratista antes de impuestos (FR_{n-1}) estimado al cierre del trimestre anterior. El Mecanismo de Ajuste se aplicará de forma mensual considerando la determinación realizada al cierre del trimestre inmediato anterior. La determinación y aplicación del mecanismo se realizará conforme a las reglas estipuladas para ello en el modelo de contrato.[6]

En general, el Mecanismo de Ajuste se determinará de la siguiente forma.

a. Cuando el factor de rentabilidad del contratista sea menor a un primer umbral (U_1), no se aplicará ningún ajuste en la contraprestación a favor del Estado.

b. Cuando el factor de rentabilidad del contratista sea mayor a un segundo umbral (U_2), el ajuste de la contraprestación como porcentaje del valor

[6] Artículo 10 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

contractual aumentará a un máximo igual a una tasa (MA) establecida en el contrato.

c. Cuando el factor de rentabilidad del contratista se encuentre entre los umbrales U_1 y U_2, el ajuste de la contraprestación como porcentaje del valor contractual se determinará por interpolación lineal conforme a la siguiente fórmula:

$$(FR_{n-1} - U_1) \times \frac{MA}{(U_2 - U_1)}$$

El factor de rentabilidad del contratista antes de impuestos para un trimestre dado (FR_n) se calculará como una razón entre los ingresos y los costos acumulados de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\frac{\sum_{i=1}^{n} \left(\begin{array}{c} Ingresos - \ contraprestaciones\ e \\ impuesto\ por\ la\ actividad\ de\ exploración\ y\ extracción\ de\ hidrocarburos \end{array} \right)_i}{\sum_{i=1}^{n} Costos_i}$$

Los rangos aplicables a los parámetros del Mecanismo de Ajuste para campos costa afuera son los siguientes:

Parámetro	**Rango**
U_1	de 1 a 2.5
U_2	de 2.5 a 5
MA	de 40% a 70%

El valor de los rangos se podrá actualizar con base en lo expuesto en el numeral 1.3 del presente reporte.

Adicionalmente, los contratos podrán establecer que la determinación del Mecanismo de Ajuste considere una ponderación a la tasa aplicable por un coeficiente que represente o aproxime el resultado operativo del contratista antes de impuestos. Dicho coeficiente se calculará como la razón entre los ingresos operativos antes de impuestos y los ingresos brutos de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\frac{\begin{array}{c} Ingresos - \ costos - contraprestaciones\ e \\ impuesto\ por\ la\ actividad\ de\ exploración\ y\ extracción\ de\ hidrocarburos \end{array}}{Ingresos}$$

2.4.3. Lo dispuesto en este numeral será sin menoscabo de que la SHCP pueda establecer mecanismos de ajuste alternativos en caso de que se seleccionen modelos de contrato distintos o que las características de los proyectos así lo requieran.

2.5. Bono a la firma

El monto de la contraprestación correspondiente al bono a la firma se determinará considerando la evaluación realizada por la SHCP a partir de la información técnica proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos para cada uno de los campos propuestos en la convocatoria correspondiente. De acuerdo con dicha evaluación, la SHCP podrá determinar que el bono a la firma sea igual a cero en los casos en los que el establecimiento de esta contraprestación pueda afectar la competencia en la licitación o resultar en menores ingresos para el Estado en el largo plazo.

En caso de que en las bases de licitación que publique la Comisión Nacional de Hidrocarburos no contemplen el pago de un bono a la firma, se deberá considerar que dicho pago es igual a cero.

2.6. Precio contractual

2.6.1. El precio contractual deberá reflejar condiciones de mercado en la comercialización y reconocer el costo incurrido por concepto de transporte y logística para trasladar los hidrocarburos desde el punto de medición del contrato y hasta el punto en el que se comercialicen. Como condiciones de mercado se entenderá que las partes involucradas en una transacción sean independientes y participen por interés propio en igualdad de condiciones. Cuando no exista comercialización en condiciones de mercado, el precio contractual se determinará mediante las fórmulas establecidas en el propio contrato.

2.6.2. Para la determinación del precio contractual del petróleo crudo cuando no exista comercialización bajo reglas de mercado, así como la determinación de los precios por tipo de petróleo conforme a lo establecido en el inciso (2) del numeral 13 de las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos, se deberán utilizar las fórmulas que consideren la calidad del petróleo crudo extraído en el área (medido a través de los grados API y el contenido de azufre promedio ponderado por volumen), así como los precios promedio para el crudo marcador de referencia Brent (clave de identificación PCAAQ00c) publicado por Platts[7], de conformidad con lo siguiente:

[7] Protegido por los derechos de(l) autor de McGraw Hill Financial, 2019.

Clasificación por grados API		**Fórmula aplicable para la determinación del precio del petróleo**
Súper Ligero	$39.0° < API$	$PC_{P,t} = -0.4194 + 0.9328 \cdot Brent_t + 0.0944 \cdot API - 0.2965 \cdot S$
Ligero	$31.1° < API \leq 39.0°$	$PC_{P,t} = -0.4194 + 0.9328 \cdot Brent_t + 0.0944 \cdot API - 0.2965 \cdot S$
Mediano	$22.3° < API \leq 31.1°$	$PC_{P,t} = 1.4096 + 0.9171 \cdot Brent_t + 0.1139 \cdot API - 1.2099 \cdot S$
Pesado	$10.0° < API \leq 22.3°$	$PC_{P,t} = 1.4096 + 0.9171 \cdot Brent_t + 0.1139 \cdot API - 1.2099 \cdot S$
Extra Pesado	$API \leq 10.0°$	$PC_{P,t} = 1.4096 + 0.9171 \cdot Brent_t + 0.1139 \cdot API - 1.2099 \cdot S$

$PC_{P,t}$ = Precio del petróleo crudo en el período t.
API= Parámetro de ajuste por calidad, utilizando el promedio ponderado de grados API del petróleo producido en el área contractual.
$Brent_t$= Precio promedio de mercado del crudo Brent en el período t.
S= Parámetro de ajuste por calidad, utilizando el porcentaje promedio ponderado de contenido de azufre en el petróleo producido en el área contractual.

2.6.3. Cuando los precios del marcador de referencia señalado en el numeral anterior no existan a la fecha de comercialización, o que no haya habido comercialización pero se tengan que utilizar las fórmulas aplicables para la determinación del precio se deberá: (i) utilizar el último valor publicado anterior a la fecha de la transacción, ponderado de acuerdo con el volumen involucrado en cada transacción realizada en el Período, y (ii) el promedio simple de los marcadores durante el período se determinará considerando las últimas observaciones.

2.6.4. Para la determinación del precio contractual de los condensados cuando no exista comercialización bajo reglas de mercado, así como la determinación de los precios de los condensados conforme a lo establecido en el numeral 9 de las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos, se deberá utilizar la fórmula que considere el precio promedio para el crudo marcador de referencia Brent

(clave de identificación PCAAQ00c) publicado por Platts[8], de conformidad con lo siguiente:

Fórmula aplicable para la determinación del precio de los condensados
$PC_{C,t} = -5.7179 + 0.8191 \cdot Brent_t$

$PC_{C,t}$ = Precio de los condensados en el período t.
$Brent_t$ = Precio del crudo de Brent en el período t.

2.6.5. Los contratos establecerán que la fórmula para determinar el precio contractual del gas natural cuando no exista comercialización bajo reglas de mercado se definirá conforme al Índice de Referencia Nacional de Precios del Gas Natural al Mayoreo que fije la Comisión Reguladora de Energía a la fecha de cada operación de comercialización o, en caso de no existir, el último valor publicado anterior a la fecha de la transacción, ponderado por la equivalencia calórica en millones de BTU del volumen involucrado en cada transacción realizada en el Período.

En caso de que no hubiera una determinación de la Comisión Reguladora de Energía, este reporte será actualizado para incluir los mecanismos de la determinación del precio contractual del gas natural, con base en las condiciones del mercado internacional de hidrocarburos

2.6.6. Conforme lo estipulado en el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la SHCP podrá modificar las fórmulas mencionadas en este numeral en caso de que, a su juicio, las condiciones económicas del mercado se hayan modificado sustancialmente.

2.6.7. Para los contratos vigentes, las fórmulas para determinar el precio contractual contenidas en estos contratos deberán ser actualizadas para reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los hidrocarburos, con base en lo establecido en este reporte.

3. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PRECIO CONTRACTUAL DE LOS COMPONENTES DEL GAS NATURAL Y LOS CONDENSADOS EQUIVALENTES.

3.1. Determinación del precio contractual de los componentes del gas natural.

[8] Protegido por los derechos de(l) autor de McGraw Hill Financial, 2019.

La determinación del precio unitario del componente (c_j) del gas natural para el período (t) que corresponda, se calculará en moneda nacional[9] por millón de BTU (MMBTU) de conformidad con lo siguiente:

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

Considerando que:

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

$$BTUGNc_{j,i,t} = ft^3c_{j,i,t} \times \frac{HPc_j}{10^6}$$

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

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

Donde:

$PGNc_{j,t}$ = Precio unitario del componente c_j del gas natural por MMBTU en el período t.

$BTUGNc_{j,i,t}$ = Volumen enajenado del componente c_j del gas natural, correspondiente al Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ donde $i = 1,2,3, \dots n$, expresado en MMBTU, en el período t.

$BTUGNTotc_{j,t}$ = Volumen total enajenado del componente c_j del gas natural expresado en MMBTU, en el período t.

$IGN_{i,t}$ = Ingresos por la enajenación de la mezcla de gas natural del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t.

$PGNc_{j,i,t}$ = Precio del componente c_j del gas natural por MMBTU, del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período 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 ideal 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

[9] El tipo de cambio de moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) corresponderá al promedio del período (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 período (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).

		Interés para la Industria del Gas Natural) vigente de la *"Gas Processors Association"* (GPA-2145-09), o la que lo sustituya.
$ft^3c_{j,i,t}$	=	Miles de pies cúbicos del componente c_j en la mezcla de gas natural del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t, reportados a 15.56 °C y una atmósfera de presión.
$ft^3Tot_{i,t}$	=	Miles de pies cúbicos totales de la mezcla de gas natural del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t, reportados a 15.56 °C y una atmósfera de presión.
$MVc_{j,i,t}$	=	Fracción molar del componente c_j conforme a la cromatografía que corresponda a la mezcla de gas natural enajenada del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t.
$CFDI(GN_i)$	=	Comprobante Fiscal Digital por Internet de la enajenación de gas natural en el período t, donde $i = 1,2,3, \dots n$.
n	=	Número total de comprobantes fiscales digitales por internet $CFDI(GN_i)$ expedidos por la enajenación del gas natural, comprendidos desde el primer día del ejercicio hasta el último día del mes del período t que corresponda.
c_j	=	Componente del gas natural para $j = 1,2, \dots, n$: c_1 = metano, c_2 = etano, c_3 = propano, c_4 = butanos ($n - c_4$ = n-butano e $i - c_4$ = isobutano), 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 los instrumentos de medida que autorice la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para la determinación del precio unitario del componente c_j del gas natural por MMBTU en el período t, el contratista deberá identificar por cada Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ del período t, el ingreso por la enajenación de la mezcla de gas natural, 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 con la fórmula antes mencionada.

Para obtener el poder calorífico del componente c_j del gas natural, el contratista se deberá sujetar a lo establecido en la última versión de la GPA 2145-09.

En el caso que la mezcla de gas natural tenga n-butanos e isobutanos, se deberá calcular el precio unitario de los butanos (c_4) del gas natural por MMBTU del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t, como se muestra a continuación:

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

Y para el cálculo del precio unitario de los butanos c_4 del gas natural por MMBTU en el período t, se considerará la suma de los volúmenes enajenados del isobutano

y del n-butano del gas natural expresados en MMBTU en el período t, de acuerdo con la siguiente fórmula:

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

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

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

Donde:

$PGNc_{4,i,t}$ = Precio unitario de los butanos (c_4) del gas natural por MMBTU del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t.

$PGNic_{4,i,t}$ = Precio del componente isobutano (ic_4) del gas natural por MMBTU, del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t.

$BTUGNic_{4,i,t}$ = Volumen enajenado del componente isobutano (ic_4) del gas natural, correspondiente al Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$, expresado en MMBTU, en el período t.

$PGNnc_{4,i,t}$ = Precio del componente n-butano (nc_4) del gas natural por MMBTU, del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$, en el período t.

$BTUGNnc_{4,i,t}$ = Volumen enajenado del componente n-butano (nc_4) del gas natural correspondiente al Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$, en el período t.

$BTUGNc_{4,i,t}$ = Volumen enajenado de los butanos (c_4) del gas natural, correspondiente al Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$, expresado en MMBTU en el período t.

$PGNc_{4,t}$ = Precio unitario de los butanos del gas natural por MMBTU en el período t.

$BTUGNTotc_{4,i,t}$ = Volumen total enajenado de los butanos (c_4) del gas natural, expresado en MMBTU en el período t.

3.2. Determinación del volumen de condensados equivalentes.

Cuando la mezcla de gas natural pase por el punto de medición en el área contractual, en términos de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos 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 identificar los MMBTU que correspondan a cada uno de los componentes de los pentanos en adelante 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:

$$LCc_{j,t}^{id} = Xc_{j,t} \times \frac{1}{\left(\frac{ft_{gas,id}^{3}}{gal_{liquid}}\right)_{c_j}} \times \frac{P_b}{14.696}$$

$$z_t = 1 - \left[P_b \times \left(\sum Xc_{j,t} \times bc_j\right)^2\right]$$

$$LCc_{j,t} = \frac{LCc_{j,t}^{id}}{z_t}$$

Donde:

$LCc_{j,t}^{id}$	=	Contenido teórico de hidrocarburos líquidos del componente c_j dentro de la mezcla de gas natural en el período t.
$Xc_{j,t}$	=	Fracción molar del componente c_j en el período t.
$\left(\frac{ft_{gas,id}^{3}}{gal_{liquid}}\right)_{c_j}$	=	Volumen de gas ideal expresado en pies cúbicos por galón líquido del componente c_j conforme a la GPA 2145-09.
P_b	=	Presión base expresada de conformidad con lo establecido en el artículo 11 de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
bc_j	=	Factor de suma del componente c_j conforme a la GPA 2145-09.
z_t	=	Factor de compresibilidad en el período t.
$LCc_{j,t}$	=	Galones de hidrocarburo líquido equivalente por cada mil pies cúbicos de hidrocarburo gaseoso en el período t.

A fin de expresar en barriles de condensados equivalentes el volumen restante de galones de hidrocarburos líquidos, conforme a las fórmulas señaladas, se deberá aplicar lo siguiente:

$$BCEqc_{j,t} = \frac{LCc_{j,t} \times ft^3Tot_t}{42}$$

$$BCEq_t = \sum_{j=5}^{10} BCEqc_{j,t}$$

Donde:

$BCEqc_{j,t}$	=	Barriles de condensados equivalentes del componente c_j extraídos en el área contractual durante el período t.

ft^3Tot_t	=	Miles de pies cúbicos totales de la mezcla de gas natural en el período t, reportados a 15.56 °C y una atmósfera de presión.
1 Barril	=	42 galones.
$BCEq_t$	=	Barriles de condensados equivalentes extraídos en el área contractual durante el período t.

3.3. Determinación de los precios de los condensados equivalentes.

Para la determinación del precio unitario del barril de condensados equivalentes en el período t que corresponda el contratista deberá identificar el ingreso correspondiente de los pentanos en adelante (c_5^+) a partir del ingreso estimado para cada uno de los componentes de la mezcla del gas natural del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t ($ICEq_{i,t}$). Para ello, se deberá calcular la sumatoria de la multiplicación del precio del gas natural del componente c_j por MMBTU del Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t ($PGNc_{j,i,t}$), por el volumen enajenado de gas natural del componente c_j correspondiente al Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en MMBTU en el período t ($BTUGNc_{j,i,t}$), obtenidos de conformidad con el numeral 3.2 anterior, de conformidad con la siguiente fórmula:

$$ICEq_{i,t} = \sum_{j=5}^{10} \left(PGNc_{j,i,t} \times BTUGNc_{j,i,t}\right)$$

Asimismo, el ingreso de los condensados equivalentes de la mezcla de gas natural en el período t ($ICEq_t$) se calcula a partir de la sumatoria del ingreso de los condensados equivalentes por Comprobante Fiscal Digital por Internet $CFDI(GN_i)$ en el período t:

$$ICEq_t = \sum_{i=1}^{n} ICEq_{i,t}$$

Finalmente, el precio unitario del barril de los condensados equivalentes en el período t ($PCEq_t$) correspondientes a los componentes de pentanos en adelante (c_5^+) de la mezcla de gas natural, se determina dividiendo el ingreso entre los barriles de condensados equivalentes en la mezcla de gas natural:

$$PCEq_t = \frac{ICEq_t}{BCEq_t}$$

"EL PRESENTE DOCUMENTO DEJA SIN EFECTOS EL REPORTE ANUAL 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 DE HIDROCARBUROS PARA EL AÑO 2023 PUBLICADO EL 13 DE ENERO DE 2023"