

REPORTE ANUAL POR EL QUE LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO ESTABLECE LOS RANGOS DE VALORES DE LOS TÉRMINOS ECONÓMICOS QUE CONSIDERARÁ INCLUIR EN LAS BASES DE LICITACIÓN DE LOS CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS PARA EL AÑO 2016

CONSIDERANDO

- 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, 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 que considerará incluir en las bases de licitación de contratos para el 2016, conforme a lo siguiente:

1. DESCRIPCIÓN

- 1.1. El presente reporte establece los rangos para los términos económicos que conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 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 2016 para 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.

Por lo anterior y considerando lo dispuesto en los artículos Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y Cuarto Transitorio del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y de conformidad con el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el rango de valores para las distintas variables económicas que se establecen en el presente reporte, con excepción de los valores base establecidos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos para la determinación tanto de la cuota contractual para la fase de exploración como de las regalías, podrán modificarse para reflejar la información que en su momento se actualice, como consecuencia de la selección específica de áreas contractuales que realice la Secretaría de Energía para las licitaciones a realizar durante 2016.

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 de exploración:

- A. 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
- B. La cuota contractual para la fase exploratoria se actualizará cada año de acuerdo con la variación del Índice Nacional de Precios al Consumidor General (INPC) y conforme el procedimiento establecido en el artículo 18 del Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
- C. Durante 2016, para el pago de la cuota contractual se aplicará el monto establecido en el artículo 23 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, actualizado por un factor de 1.0221, 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:	1,175.42 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.
A partir del mes 61 de vigencia del contrato y en adelante:	2,810.78 pesos mexicanos por kilómetro cuadrado.

¹ Artículo 23 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

2.2.Regalías:

- A. 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 2016 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.
- B. Durante la vigencia de los contratos, las tasas se actualizarán de acuerdo con las reglas estipuladas en el modelo de contrato publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.² 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 2016 como año base.
- C. Para 2016, los parámetros de las fórmulas para la determinación de las Regalías se actualizan considerando un factor de 0.9330, determinado con base en la variación del IPP.
- D. De forma subsecuente, la tasa de la Regalía aplicable a la producción de petróleo se actualizará de acuerdo a 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 2016	Actualización anual
$A_{2015} = 48$ $B_{2015} = 0.125$	$A_{2016} = 44.78$ $B_{2016} = 0.134$	$A_t = A_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $B_t = \frac{B_{t-1}}{(1 + \pi_{t-1})}$

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 Artículo 24, fracciones I a III, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

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

Fórmula		
$Tasa = \frac{\text{precio contractual del período}}{C_t}$		
Valor establecido en Ley para 2015	Valor aplicable a 2016	Actualización anual
$C_{2015} = 100$	$C_{2016} = 93.30$	$C_t = C_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$

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.

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

Fórmula		
A. Si: precio contractual del período $\leq D_t$; Tasa 0% B. Si: $D_t < \text{precio contractual del período} < E_t$; $Tasa = \left[\frac{(\text{precio contractual del período} - D_t) * 60.5}{\text{precio contractual del período}} \right] \%$ 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 2016	Actualización anual
$D_{2015} = 5$ $E_{2015} = 5.5$ $F_{2015} = 100$	$D_{2016} = 4.67$ $E_{2016} = 5.13$ $F_{2016} = 93.30$	$D_t = D_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $E_t = E_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $F_t = F_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$

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.

G. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de los condensados se actualizará de acuerdo a 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 2016	Actualización anual
$G_{2015} = 60$ $H_{2015} = 0.125$	$G_{2016} = 55.98$ $H_{2016} = 0.134$	$G_t = G_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $H_t = \frac{H_{t-1}}{(1 + \pi_{t-1})}$

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:

- A. 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 publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos— para la contraprestación correspondiente a la recuperación de los costos, gastos e inversiones que realice el contratista al amparo del contrato.³
- B. 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 publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos 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.

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

C. 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 500m.	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 40 a 70	de 40 a 70
	Gas natural no asociado	de 60 a 80	de 60 a 80
	No convencionales	de 50 a 70	de 50 a 70
Costa afuera con tirante de agua mayor a 500m.	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.

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 (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

⁴ Artículo 10 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

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:

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

Y

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:

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:

A. 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.

B. 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:

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

$$\text{Max} [0, M_H - R_H] \left(\frac{Q_t - U_1}{U_2 - U_1} \right)$$

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

Parámetro		Rango
U_1	Petróleo & Condensados (Mbd)	de 15 a 45
	Gas Natural (MMpcd)	de 60 a 100
	Petróleo & Condensados (Mbd)	de 100 a 150

⁵ Artículo 10 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Parámetro		Rango
U_2	Gas Natural (MMpcd)	de 200 a 260
Máximo	Petróleo & 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.

C. 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:

- 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.
- Cuando el factor de rentabilidad del contratista sea mayor a un segundo umbral (U_2), el ajuste de la contraprestación como porcentaje del valor contractual aumentará a un máximo igual a una tasa (MA) establecida en el contrato.
- 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:

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

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

⁶ Artículo 10 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

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

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:

$$\frac{\text{Ingresos} - \text{costos} - \text{contraprestaciones e impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos}}{\text{Ingresos}}$$

- 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 Secretaría de Hacienda 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 a dicha evaluación, la Secretaría de Hacienda 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.

2.6. Precio contractual

- A. 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.
- B. Los contratos establecerán que la fórmula para determinar el precio contractual del petróleo crudo cuando no exista comercialización bajo reglas de mercado será una función que considere la calidad del petróleo crudo extraído en el área contractual (medido a través de los grados API y el contenido de azufre promedio ponderado por volumen), así como los precios promedio para los crudos marcadores de referencia Brent (clave de identificación PCAAP00c) y Light Louisiana Sweet (clave de identificación PCABN00c) publicados por Platts.⁷

Grado API del petróleo crudo extraído en el área contractual	Fórmula aplicable para la determinación del precio contractual
$API \leq 21.0^\circ$	$PC_{p,t} = 0.524 \cdot LLS_t + 0.477 \cdot Brent_t - 4.628 \cdot S$
$21.0^\circ < API \leq 31.1^\circ$	$PC_{p,t} = 0.424 \cdot LLS_t + 0.581 \cdot Brent_t - 2.984 \cdot S$
$31.1^\circ < API < 39.0^\circ$	$PC_{p,t} = 0.223 \cdot LLS_t + 0.784 \cdot Brent_t - 2.013 \cdot S$
$39.0^\circ \leq API$	$PC_{p,t} = 0.167 \cdot LLS_t + 0.840 \cdot Brent_t$

$PC_{p,t}$ = Precio contractual del petróleo en el período t .

API = Parámetro de ajuste por calidad, utilizando el promedio ponderado de grados API del petróleo producido en el área contractual.

LLS_t = Precio promedio de mercado del crudo Light Louisiana Sweet (LLS) en el período t .

$Brent_t$ = 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.

⁷ Protegido por los derechos de(l) autor de McGraw Hill Financial, 2016

- C. Los contratos establecerán que la fórmula para determinar el precio contractual de los condensados cuando no exista comercialización bajo reglas de mercado será una función del precio promedio para el crudo marcador de referencia Brent (clave de identificación PCAAP00c) publicado por Platts.⁸

Fórmula aplicable para la determinación del precio contractual
$PC_{C,t} = 6.282 + 0.905Brent_{P,t}$

$PC_{C,t}$ = Precio contractual de los condensados en el período t .

$Brent_{P,t}$ = Precio del crudo de Brent en el período t .

- D. Los contratos establecerán que la fórmula para determinar el precio contractual del gas natural cuando no exista comercialización bajo reglas de mercado se definirá con base en la determinación que la Comisión Reguladora de Energía utilice para fijar el precio del gas natural en el punto en el que el gas natural producido al amparo del contrato correspondiente ingrese al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado.
- E. 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.

2.7. Valores mínimos:

- A. La SHCP establecerá los valores mínimos que serán aceptables para el Estado para cada una de las variables de adjudicación contempladas en las bases de licitación de acuerdo con el mecanismo de adjudicación que al efecto establezca. La SHCP determinará los valores mínimos considerando las circunstancias particulares de cada área contractual y la información técnica proporcionada por la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.⁹
- B. Los valores mínimos se harán públicos de acuerdo con las reglas establecidas en las bases de licitación y su fecha de publicación no podrá exceder la fecha en la que se lleve a cabo el evento de apertura de propuestas de dicha licitación.

⁸ Protegido por los derechos de(l) autor de McGraw Hill Financial, 2016

⁹ De conformidad con el artículo 26 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.