

## EVALUANDO LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO, 2015-2017

Víctor Rodríguez Padilla<sup>a</sup>

Fecha de recepción: 20 de abril de 2018. Fecha de aceptación: 15 de octubre de 2018.

<http://dx.doi.org/10.22201/iiec.20078951e.2019.197.64669>

**Resumen.** Se estima el reparto de la renta petrolera y el volumen de producción entre el Estado y el contratista, de acuerdo con lo establecido en los contratos adjudicados. Primero se describen las modalidades contractuales, el régimen fiscal y el mecanismo de licitación; luego se analiza el reparto físico y económico de la producción. Se concluye que el Estado recibe en promedio 72.4% de la renta cuando el contratista es eficiente, frente a un 56.5% cuando es ineficiente. En las licencias, el Estado no recibe producción alguna y, en los contratos de producción compartida recupera 30%, en un escenario de costos ineficientes.

**Palabras clave:** contratos de exploración; contratos de producción; hidrocarburos; rondas de licitaciones; renta petrolera.

**Clasificación JEL:** D86; H57; L14; L71; L72.

## EVALUATING HYDROCARBON EXPLORATION AND EXTRACTION CONTRACTS IN MEXICO, 2015-2017

**Abstract.** An estimation is made of the way oil revenue and production volume are distributed between the State and the contractor, in accordance with the provisions of the contracts awarded. First, contractual modalities, the tax system, and the bidding mechanism are described. Then, the physical and economic distribution of production is analyzed. It is concluded that the State receives an average of 72.4% of the revenue when the contractor is efficient, as opposed to 56.6% when the contractor is inefficient. The State receives no production from licensing and in shared production contracts with inefficient costs, the State recovers 30% of revenue.

**Key Words:** exploration contracts; production contracts; hydrocarbons; bidding rounds; oil revenue.

<sup>a</sup> Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Posgrado de la Facultad de Ingeniería, México. Correo electrónico: [energia123@hotmail.com](mailto:energia123@hotmail.com)

## 1. INTRODUCCIÓN

México liberalizó la exploración y la extracción de hidrocarburos en diciembre de 2013, dando por terminada la exclusividad que PEMEX ejerció durante 75 años.<sup>1</sup> La reforma constitucional se acompañó de la promesa gubernamental de que toda la renta petrolera sería capturada por el Estado, y la nación mantendría la propiedad sobre el petróleo y el gas en el subsuelo (Presidencia de la República, s/f). Otro ofrecimiento, de singular relevancia, fue el fortalecimiento de la seguridad energética con la entrada de nuevos operadores que aumentaría la producción.

La reforma estableció un nuevo modelo organizativo y regulatorio en las cadenas de suministro de energía.<sup>2</sup> En el ámbito de las actividades petroleras aguas arriba, los recursos, las reservas y los campos petroleros se dividieron en dos: los que se quedaría PEMEX y los que se ofrecerían a inversionistas nacionales y extranjeros a través de licitaciones públicas internacionales denominadas *Rondas del Estado*.

Entre julio de 2015 y enero de 2018, se realizaron ocho licitaciones, cuatro en la Ronda 1 y cuatro en la Ronda 2, en las que se subastaron 120 áreas terrestres y marinas, algunas en mar somero y otras en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México. Del total ofrecido, se adjudicaron 15 contratos de producción compartida y 73 contratos de licencia, dando un total de 88 contratos (CNH, 2018).<sup>3</sup>

El objetivo central de esta investigación consiste en estimar la renta y el volumen de producción que le corresponde al Estado de acuerdo a lo establecido en los contratos adjudicados. El procedimiento consistió en aplicar las reglas fiscales y contractuales a un barril de petróleo para deducir el porcentaje de renta y la producción con las que se queda el Estado. El enfoque se explica porque “la postura de un Estado frente a la participación del capital privado en exploración y producción de petróleo debería ser, ante todo, una cuestión de negocios, no de ideología” (Boue, 2013). Es el negocio que realiza el Estado

<sup>1</sup> En términos de la teoría de los regímenes petroleros de Mommer (2003), México reemplazó el régimen *propietal* de los hidrocarburos por uno *no propietal*, hecho que culminó el proceso de transición iniciado en la década de los noventa del siglo xx (Vargas y Morales, 2011, pp. 53-56).

<sup>2</sup> La legislación secundaria se emitió en agosto de 2014, en ella destacan la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

<sup>3</sup> De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2018), a mediados de marzo de 2018 se encontraban en proceso tres licitaciones adicionales correspondientes a la Ronda 3, con una oferta total de 81 áreas, de ellas 9 con recursos no convencionales cuyo aprovechamiento se realizará con técnicas de fracturamiento hidráulico (*fracking*).

en su calidad de terrateniente “cuando exige una remuneración patrimonial bajo la forma de regalías, derechos de producción y otros tipos de gravámenes a la extracción de petróleo y gas, a cambio de permitir la explotación de sus recursos de hidrocarburos” (Boue, 2013).

Por consistencia, se adaptó la definición de renta utilizada por las autoridades mexicanas, a saber, la diferencia entre el precio de venta y el costo de producción,<sup>4</sup> la cual coincide con la utilizada en la industria petrolera y en los organismos internacionales por su fácil estimación (Bolt *et al.*, 2002, p. 8),<sup>5</sup> sin embargo, analizar la asertividad de esa definición, a la luz de la teoría económica, va más allá de los objetivos de esta investigación.<sup>6</sup>

El artículo se divide en tres partes. En la primera se describe el régimen fiscal, las bases de las licitaciones y las reglas de adjudicación. En la segunda se presentan los resultados de las Rondas 1 y 2. Y en la tercera se estima el reparto de renta y producción cuando el contratista es ineficiente.

## 2. CONTRATOS, RÉGIMEN FISCAL Y LICITACIONES

De acuerdo con el nuevo marco jurídico, la nación se encarga de llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos con el propósito de obtener ingresos para el Estado. Tales actividades se consideran estratégicas y exclusivas, y se realizan mediante asignaciones directas a empresas productivas del Estado o bien mediante contratos otorgados a compañías nacionales o extranjeras previo proceso de selección competitiva. La Constitución deja abierta la posibilidad de que las autoridades responsables del sector utilicen cualquier modalidad contractual y cita explícitamente lo relacionado a contratos de licencia, contratos de producción o ganancia compartida y contratos de servicios; lo único que no se permite son las concesiones.

Las secretarías de Energía y Hacienda establecen los lineamientos técnicos y fiscales para el diseño, tanto de los contratos, como de las bases de licita-

<sup>4</sup> Lo correcto sería hablar de precio de producción en lugar de costo de producción (Bartra, 2013, p. 119).

<sup>5</sup> Para comparar el monto de la renta del petróleo y el gas natural con respecto al PIB, el Banco Mundial (2018) toma el valor de la producción a precio internacional menos los costos de producción a boca de pozo, utilizando costos unitarios de producción estimados por país.

<sup>6</sup> Por ejemplo, la CEPAL define la renta económica “pura” como la diferencia entre el valor de la producción a precio internacional y el costo de producción en boca de pozo o boca de mina, que incluye el costo de oportunidad del capital invertido en la operación de extracción (Acquatella *et al.*, 2013, p. 17).

ción. La Secretaría de Energía decide las áreas contractuales a ofertar, así como el modelo de contratación. La ley mandata que dicho modelo maximice los ingresos de la nación. Mientras que la Secretaría de Hacienda determina las variables de adjudicación y los parámetros a partir de los cuales los licitantes deberán realizar sus ofertas. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) realiza la licitación y firma los contratos con los ganadores. Existe una etapa de precalificación técnica, operativa y financiera, para verificar que las firmas interesadas cuenten con la suficiente experiencia y capacidad para hacer el trabajo.

El régimen fiscal de los contratos se encuentra establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Los gravámenes se denominan “Contraprestaciones a favor del Estado” y los recibe el Fondo Mexicano del Petróleo. En el cuadro 1 se ilustran los componentes tributarios directos. En las licencias, los pagos a favor del Estado son los siguientes: bono a la firma; cuota contractual para la fase exploratoria; las regalías; la “contraprestación”; el impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, así como el ISR. La “contraprestación” o regalía adicional se calcula como un porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos que las compañías proponen en el momento de la licitación; el contrato prevé un mecanismo de ajuste para que la regalía adicional aumente y frene el crecimiento de la rentabilidad de la compañía cuando ocurran situaciones extraordinarias. La contraprestación a favor del contratista es la transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos del subsuelo.<sup>7</sup>

En los contratos de producción compartida, la contraprestación a favor del Estado incluye cuota contractual para la fase exploratoria; regalías; porcentaje de la utilidad operativa (UO);<sup>8</sup> impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, así como ISR. La contraprestación a favor del contratista es la recuperación de costos y el remanente de UO. Las contraprestaciones se pagan en especie, es decir, con producción; cuando éstas son a favor del Estado los hidrocarburos se entregan al comercializador del Estado, que a su vez entrega el producto de la venta al Fondo Mexicano del Petróleo. El porcentaje de la UO en favor del Estado está sujeto a un mecanismo de ajuste para atemperar la rentabilidad de la compañía cuando el precio del petróleo o la producción se elevan significativamente. La recuperación

<sup>7</sup> Significa que el Estado le transfiere al contratista todos los derechos de propiedad sobre la producción, siempre y cuando se encuentre al corriente en el pago de las contraprestaciones.

<sup>8</sup> La utilidad operativa en los contratos de producción compartida es igual al valor contractual de los hidrocarburos menos la regalía y los costos recuperables.

Cuadro 1. Distribución del valor de los hidrocarburos\*

*Contrato de producción compartida*

<i>Valor contractual de los hidrocarburos</i>					
Valor neto					Regalía
Utilidad Operativa (UO)			Costos Recuperables		
Contrato	UO Compañía	M ajuste	UO Estado		
Contraprestación Estado			Contraprestación Compañía		
	Regalía	M ajuste	UO Estado	UO Compañía	Costo Recuperable
	Valor de los hidrocarburos – Costos de producción = Renta 2/			Costos de producción	
<i>Take</i>	Contraprestación Estado	ISR	Utilidad neta		
	Estado		Compañía		

*Contrato de licencia*

<i>Valor contractual de los hidrocarburos</i>					
Contraprestación de la Compañía					
Contrato	Contraprestación Estado			Contraprestación neta Compañía	
	Regalía	M ajuste	Regalía adicional	Utilidad Compañía	Costo de producción
	Valor de los hidrocarburos – Costos de producción = Renta 2/			Costo de producción	
<i>Take</i>	Contraprestación Estado	ISR	Utilidad neta		
	Estado		Compañía		

Notas: \*La cuota contractual para la fase exploratoria y el impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos no se incluyen por ser poco significativos. Distribución del petróleo conforme a un escenario donde el contratista es eficiente y los costos recuperables coinciden con los costos de producción. Mecanismo de ajuste (M de ajuste), conforme al Anexo 3 del contrato genérico. Utilidad Operativa (UO). Utilidad neta = Utilidad Operativa – ISR.

Fuente: elaboración propia.

de costos está sujeta a un límite establecido por la Secretaría de Hacienda.<sup>9</sup> Las pérdidas fiscales en aguas profundas son deducibles del ISR.

Tanto para las licencias, como para los contratos de producción compartida, la cuota contractual para la fase exploratoria se calcula en función de la extensión del área contractual y el tiempo transcurrido desde la firma del contrato. El impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos distingue las fases de exploración y extracción, y se calcula también en función de los kilómetros cuadrados del área contractual.<sup>10</sup> Las regalías se determinarán para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al valor contractual de cada producto.

La regalía para el petróleo crudo es igual a 7.5%, si el precio es inferior a US\$48 por barril, si es mayor se aplica la fórmula  $[(0.125 \times \text{precio contractual del petróleo}) - 1.5]\%$ . La regalía para gas asociado es igual al precio contractual del gas natural dividido entre 100. Para el gas natural no asociado, la regalía es 0 si el precio es menor o igual a US\$5 por millón de BTU (British Thermal Unit); entre un precio de US\$5 y 5.5 se aplica la fórmula  $[(\text{precio contractual del gas natural} - 5) \times 60.5] \%$ ; para precios mayores la regalía es igual al precio dividido entre 100. Para los condensados, la regalía es 5% si el precio contractual de los condensados es inferior a US\$60 por barril y para precios mayores se aplica la fórmula  $[(0.125 \times \text{precio contractual}) - 2.5]\%$ .

La suma de los pagos que recibe el Estado, expresada como un porcentaje del flujo de caja que genera un campo petrolero o un área contractual, se conoce en la industria petrolera como *government take* (Khelil, 1995) y es el indicador más representativo de lo atractivo de un contrato (Luo y Yan, 2010, p. 758). Ese concepto, *la parte del Estado en la renta petrolera* o simplemente *la parte del Estado*, no forma parte de la legislación mexicana pero las autoridades lo usan en cálculos y declaraciones públicas. Dentro de los pagos que recibe el Estado se incluye ISR porque es un recurso fiscal en términos de flujo de efectivo y una práctica contable (Johnston, 1994 y Johnston *et al.*, 2008).

El proceso de licitación inicia con la convocatoria de la CNH, que incluye la publicación de las bases de licitación, el modelo de contrato, los prerrequisitos de calificación, las características geográficas y geológicas de las áreas objeto del concurso, así como el calendario del proceso. Días después, la SHCP emite un comunicado oficial indicando el valor mínimo de las variables de adju-

<sup>9</sup> La ley permite que los costos, gastos e inversiones no pagados en el periodo correspondiente debido a dicho límite se trasladen a periodos subsecuentes.

<sup>10</sup> Ese impuesto integra el Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos bajo las reglas del Sistema de Administración Tributaria (SAT).

dicación para cada área en concurso, que por lo general son las inversiones suplementarias, la regalía adicional en las licencias y la UO para el Estado en los contratos de producción compartida. En licitaciones recientes se incluye el pago de una cantidad en especie como criterio de desempate.

Es importante mencionar que el marco jurídico no define ni utiliza el concepto de renta petrolera. El término aparece en documentos gubernamentales que lo definen como la diferencia entre el ingreso de la venta de los hidrocarburos y los costos de extracción (Presidencia de la República, s/f). Esa definición se usa por lo general en entrevistas y declaraciones, sobre todo cuando los altos funcionarios públicos aseguran que toda la renta petrolera será recibida por el Estado (*Excelsior*, 2014; Jiménez-Espriú, 2013 y 2014). Los comunicados de prensa emitidos por las autoridades encargadas de las licitaciones también afirman que la ley, los contratos y las variables de adjudicación garantizan que el Estado recibirá la renta petrolera (SHCP, 2015b, 2015c, 2016, 2017a, 2017b y 2018).

### **3. ESTIMACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN LAS UTILIDADES**

En el cuadro 2 se presentan los resultados de las dos primeras rondas de licitaciones de acuerdo con los comunicados oficiales. Durante la Ronda 1, el rango de la participación del Estado en las utilidades alcanzó entre 74 y 83% en la primera convocatoria, entre 82 y 90% en la segunda, y entre 48 y 76% en la cuarta convocatoria. En la tercera licitación, las autoridades prefirieron dar a conocer la participación del Estado en el ingreso bruto, la cual alcanzó entre 18 y 93%.<sup>11</sup> La participación esperada o promedio del Estado en las utilidades alcanzó en la segunda convocatoria 85.3% con un máximo de 88.3%;<sup>12</sup> en la tercera licitación el promedio fue 63%; en la cuarta convocatoria el promedio alcanzó 59.8% con un máximo de 66.1%. Durante la Ronda 2 la participación del Estado en las utilidades fue un poco mayor que durante la primera ronda.

<sup>11</sup> Algunas compañías que participaron en la Ronda 1.3 no se presentaron a la firma del contrato, quizá porque la carga fiscal que prometieron era demasiado elevada (hasta 92% de los ingresos brutos) y no permitía cubrir los costos. A partir de entonces, la SHCP pone un techo a las ofertas de los licitantes.

<sup>12</sup> El máximo se alcanza cuando se aplica el mecanismo de ajuste conforme el Anexo 3 del contrato.

Cuadro 2. Resultados oficiales de la Ronda 1 y 2

Licitación	Fecha	Modalidad	Contratos otorgados	Rango de participación del Estado en las utilidades <sup>1,2</sup> (%)	Participación esperada del Estado en las utilidades <sup>1,2</sup> (%)	Inversión esperada <sup>3</sup> (mdd)	Inversión firme <sup>4</sup> (mdd)
R1.1. Aguas someras exploración	15-jul-15	CPC	2	74 - 83	nd	2 870	151
R1.2. Aguas someras extracción	30-sep-15	CPC	3	82 - 90	85.3 (máx 88.3)	3 248	600
R1.3. Áreas terrestres extracción	15-dic-15	Licencia	25	nd	nd	1 044	623
R1.4. Aguas profundas	05-dic-16	Licencia	8	48 - 76	59.8 (máx 66.1)	34 353	344
R2.1. Aguas someras exploración	19-jun-17	CPC	10	20 - 75	77.4 (máx 83.9)	8 193	309
R2.2. Áreas terrestres extracción	14-jul-17	Licencia	7	41 - 86	75.0 (máx 82.0)	1 100	169
R2.3. Áreas terrestres extracción	14-jul-17	Licencia	14	42 - 98		964	279
R2.4. Aguas profundas	31-ene-18	Licencia	19	53 - 74	64.7 (máx 67.2)	92 794	1 387
Ronda 1 y 2 <sup>5</sup>		83% licencias	88	20 - 98	72.4 (máx 77.5)	144 566	3 862

Notas: <sup>1</sup> Incluye regalías, cuota contractual para la fase exploratoria, impuesto por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos e ISR; <sup>2</sup> En la licitación R1.3 la participación del Estado en el ingreso bruto alcanza 63% en promedio; <sup>3</sup> Inversión esperada a lo largo de la vida del contrato suponiendo éxito exploratorio; <sup>4</sup> Inversión firme o comprometida durante los primeros años del contrato con garantías de respaldo; <sup>5</sup> Promedio estimado a partir de los datos oficiales de las ocho licitaciones.

Fuente: elaboración propia con cifras de SHCP *et al.* (2015a, b, c, d; 2016a, b; 2018).



El concepto *utilidades* empleado por las autoridades, no se encuentra definido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, sin embargo, el desglose de ingresos, costos y contraprestaciones permite comprobar que dicha utilidad es igual a la diferencia entre el valor de los hidrocarburos y los costos de producción, es decir, a la renta petrolera definida en documentos y declaraciones oficiales. Es fácil demostrarlo con un ejemplo: el caso de la Ronda 1.1 donde el licitante ganador de los bloques 2 y 7 ofreció 56 y 69% de UOE; de dicha oferta las autoridades mexicanas concluyen que la participación del Estado en la utilidad alcanza entre 74 y 86% para el bloque 2 y entre 83 y 88% para el bloque 7 (SHCP *et al.*, 2015a). El cuadro 3 reproduce esos resultados mediante la aplicación de las reglas contractuales y fiscales a un barril de petróleo en un escenario de precios de US\$50 y 100 por barril; la mecánica de cálculo incorpora los conceptos de utilidad y *government take* utilizado por las autoridades; el procedimiento de cálculo es consistente con los resultados oficiales y permite concluir que *utilidad* y renta petrolera son sinónimos.

En un comunicado reciente sobre las bondades de la reforma energética, la Presidencia de la República señaló:

Abrimos a la participación del sector privado para que [...] el capital privado [...] se dedicaran a hacer la exploración y eventualmente la explotación. De la renta petrolera [...] que eventualmente obtengan cuando tengan éxito esas exploraciones [...] buena parte de esa renta será para el Estado mexicano. Los grados de renta que tendrá el Estado son por encima del 65% [...] (Presidencia de la República, 2018, p. 1).

Considerando las siete licitaciones que proporcionan información oficial sobre la participación del Estado en las utilidades, resulta que las compañías ganadoras ofrecen dejar al Estado, en promedio, 72.4% de la renta petrolera. Se trata de una estimación basada en el ofrecimiento que hicieron las compañías concursantes para lograr adjudicarse las áreas que les interesaban. Lo que se pague en realidad por concepto de contraprestaciones e impuestos ocurrirá varios años después en condiciones técnicas y económicas distintas a las observadas el día de la licitación. Aunque haya un contrato firmado, es común que la fiscalidad cambie a petición de una o de ambas partes para reflejar los costos reales de producción y el comportamiento del precio del petróleo.

Cuadro 3. Reparto de un barril de petróleo de acuerdo con los resultados de la Ronda 1.1  
Escenario de precios de US \$50 y 100 por barril (dls/bl)

	<i>Bloque 2</i>		<i>Bloque 7</i>	
Ingresos (I)	50.0	100.0	50.0	100.0
Regalía (RY)	4.5	14.0	4.5	14.0
Recuperación de costos eficiente (REC)	20.0	20.0	20.0	20.0
Utilidad Operativa (UO)	25.5	66.0	25.5	66.0
Utilidad Operativa para el Estado (UOE)	14.3	37.0	17.6	45.5
Utilidad Operativa para la Compañía (UOCo)	11.2	15.8	7.9	13.2
Mecanismo de Ajuste (MA)	0.0	13.2	0.0	7.3
Ingreso Bruto Compañía (IBCo)	31.2	35.8	27.9	33.2
Costo Compañía (CCo)	20.0	20.0	20.0	20.0
Ingreso de la Compañía antes de ISR (ICo)	11.2	15.8	7.9	13.2
Impuesto sobre la Renta (ISR)	3.4	4.8	2.4	4.0
Ingreso Neto de la Compañía (INCo)	7.9	11.1	5.5	9.2
Ingreso del Estado (IE)	22.1	68.9	24.5	70.8
Utilidades del proyecto (U)	30.0	80.0	30.0	80.0
Utilidades del Estado (UE) (%)	74.0	86.0	82.0	88.0
Utilidades de la Compañía (UCo) (%)	26.0	14.0	18.0	12.0

Notas: I=precio del petróleo; RY= 9% y 14% para un precio de 50 y 100 dls/bl conforme Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos; UO=ingreso-regalía. UOE=56% de la UO para el Bloque 2 y 69% de la UO para el Bloque 7 (ofertada por el contratista); Mecanismos de ajuste conforme al Anexo 3 del contrato; IBCo= recuperación de costos más utilidad operativa; ICo= ingreso bruto-costos; INCo= ICo-ISR; IE = regalía + utilidad operativa del Estado + mecanismo de ajuste + ISR; Utilidades = precio-costo = renta petrolera; Utilidades del Estado = *government take* = Ingreso del Estado/Utilidades; Utilidades de la Compañía = *contractor take* = Ingreso Neto de la Compañía/Utilidades; el ingreso del Estado incluye ISR (30%).

Fuente: elaboración propia siguiendo las reglas fiscales y las ofertas de la compañía ganadora de la licitación.

#### 4. REPARTO DE RENTA Y PRODUCCIÓN CUANDO EL CONTRATISTA ES INEFICIENTE

La estimación oficial sobre el reparto de utilidades supone que el contratista es eficiente y los costos de producción son bajos. De ahí la siguiente pregunta: ¿cómo cambiaría el reparto si el contratista es deliberadamente ineficiente y recurre al *gold plating* para quedarse con la voluminosa bolsa que el gobierno pone en la mesa para la recuperación de costos? Para ilustrar esa situación, se utilizaron las características de las Rondas 1.1 y 2.4. (véase cuadro 4 con resultados para el contrato de producción compartida de la Ronda 1.1).

Cuadro 4. Ronda 1.1. Contrato de producción compartida en aguas someras; reparto de un barril de petróleo cuando el contratista es ineficiente

Escenario precio 50 dls/bl y costo de producción ineficiente de 30 dls/bl

	<i>Precio (dls/bl)</i>	<i>Regalía (%)</i>	<i>Recuperación de costos (%)</i>	<i>Utilidad Operativa (%)</i>	<i>Utilidad Operativa del Estado (%)</i>
SHCP	50.0	7.8	60.0	32.2	12.9
Bloque 2	50.0	7.8	60.0	32.2	18.0
Bloque 7	50.0	7.8	60.0	32.2	22.2
	<i>ISR (dls/bl)</i>	<i>Estado = regalía + Utilidad Operativa del Estado +ISR (dls/bl)</i>	<i>Renta = precio- costo eficiente (dls/bl)</i>	<i>Renta Estado (%)</i>	
SHCP	2.9	23.6	30.0	44.1	
Bloque 2	2.1	27.9	30.0	50.1	
Bloque 7	1.5	31.5	30.0	55.0	

Notas: Piso para la UOE de 40% definido por la SHCP. Oferta ganadora de 55.99% en el Bloque 2 y de 68.99% en el Bloque 7. Estimación bajo los supuestos siguientes: 1) la regalía se paga en especie; 2) la cuota contractual para la fase de exploración y el impuesto anual a la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos no son significativos; 3) el contratista es ineficiente y llega al límite de recuperación de costos (60% del valor contractual de la producción); 4) no aplica mecanismo de ajuste de la utilidad operativa debido a los costos elevados y al bajo precio del petróleo; 5) costo eficiente de 20 dls/bl.

Fuente: elaboración propia aplicando las reglas fiscales y las ofertas ganadoras de la licitación.

El piso establecido por la SHCP implica dejarle al contratista ineficiente 55.9% de la renta petrolera y al Estado 44.1%; las propuestas ganadoras elevan la participación del Estado a 50 y 55%, cifras por debajo del 74% esperado de un operador eficiente; la conclusión es obligada: la ineficiencia del contratista tiene un alto costo para el Estado.<sup>13</sup>

En el caso de las licencias de la Ronda 2.4, la ineficiencia del contratista impacta el mecanismo de ajuste de la regalía y el pago del ISR: los altos costos hacen inoperante el primero y deja en ceros el pago del ISR. El piso establecido por la SHCP implica sacrificar casi dos tercios de la renta petrolera pero las ofertas ganadoras elevan el *take* del Estado hasta 61.5% en promedio (véase cuadro 5). Dependiendo de cada contrato, la base gravable del ISR se hace 0 cuando el costo de producción eficiente (40 dls/bl en aguas profundas) crece en un rango que va de 22 a 46% por efecto de la ineficiencia y el *gold plating*.

En los dos ejemplos seleccionados –contrato de producción compartida en aguas someras y licencias en aguas profundas– el escenario de precios y costos establecen un nivel de renta petrolera de US\$30 por barril. Esa característica común permite apreciar, de manera cuantitativa, que la ineficiencia del contratista impacta menos los ingresos del Estado en las licencias que en los contratos de producción compartida. Es un resultado previsible en los contratos de producción compartida desde el momento en que los costos intervienen dos veces en el cálculo de los ingresos del Estado; en las licencias en cambio sólo aparecen en el cálculo del ISR. El estricto control de costos durante la operación de los contratos es crucial para que el Estado obtenga el beneficio esperado.<sup>14</sup>

Siguiendo el mismo procedimiento que en los dos ejemplos anteriores, se analizaron las ocho licitaciones para tener un cuadro completo del impacto de la ineficiencia real o simulada del contratista. Los resultados se presentan en el cuadro 6, donde además del reparto de la renta petrolera y el volumen de producción, se incluye información sobre la extensión de las áreas, la cuantía de los recursos prospectivos adjudicados, así como las inversiones que los contratistas se comprometieron realizar durante la primera fase del contrato.

<sup>13</sup> Cuando se reduce el límite de recuperación de costos, disminuye la exposición al riesgo de ineficiencia operativa.

<sup>14</sup> La cuestión se traslada entonces a saber si las instituciones mexicanas están lo suficientemente preparadas para realizar esa tarea en un contexto de profunda asimetría de información, y si tienen la fortaleza para resistir las presiones tanto de los operadores (casi siempre reticentes a rendir cuentas, justificar gastos y transparentar la contabilidad), como del poder político proclive a la elusión fiscal cuando se trata de inversión privada.

Cuadro 5. Ronda 2.4. Contrato de licencia en aguas profundas; reparto de un barril de petróleo cuando el contratista es ineficiente. Escenario de precio y costo de producción de 70 y 40 dls/bl

Número de área	Compañía ganadora	Regalía Adicional <sup>1</sup> (%)	Regalía Básica (%)	Regalía Total (%)	Ingreso del Estado <sup>2</sup> (dls/bl)	Renta petrolera (dls/bl)	Renta del Estado <sup>3</sup> (%)	Renta del Estado propuesta SHCP (%)
2	Shell y PEMEX	15.0	10.3	25.3	17.7	30.0	58.9	35.6
3	Shell y Qatar PI	10.0	10.3	20.3	14.2	30.0	47.3	35.6
4	Shell y Qatar PI	10.0	10.3	20.3	14.2	30.0	47.3	35.6
5	PEMEX	6.2	10.3	16.5	11.5	30.0	38.5	35.6
6	Shell y Qatar PI	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	35.6
7	Shell y Qatar PI	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	35.6
10	Repsol, PC Carigali y Ophir	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	31.2
12	PC Carigali, Ophir y PTTEP	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	31.2
14	Repsol y PC Carigali	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	31.2
18	PEMEX	7.1	10.3	17.4	12.2	30.0	40.5	31.2
20	Shell	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	35.6
21	Shell	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	35.6
22	Chevron, PEMEX e INPEX	18.4	10.3	28.7	20.1	30.0	66.9	35.6
23	Shell	10.1	10.3	20.3	14.2	30.0	47.4	35.6
24	Eni y Qatar PI	9.5	10.3	19.8	13.8	30.0	46.2	35.6
25	PC Carigali México	20.0	10.3	30.2	21.2	30.0	70.5	35.6
26	PC Carigali México	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	35.6
28	Shell	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	35.6
29	Repsol, Carigali, Sierra...	20.0	10.3	30.3	21.2	30.0	70.6	35.6
	Promedio	16.1	10.3	26.4	18.5	30.0	61.5	34.7

Notas: <sup>1</sup> Regalía adicional propuesta por el licitante ganador; <sup>2</sup> Ingreso del Estado = regalía básica + regalía adicional; <sup>3</sup> Renta = precio – costo; No aplica mecanismo de ajuste a la regalía adicional; La ineficiencia del contratista anula el pago del ISR (la base gravable se hace 0 para un sobre costo de entre 22 y 46% dependiendo del contrato); Costo eficiente = 40 dls/bl.

Fuente: elaboración propia aplicando las reglas fiscales y las ofertas ganadora de las licitaciones.

El escenario ineficiente se construye considerando que la deriva de costos hace inoperante, por un lado, el mecanismo de ajuste de la regalía y el pago del ISR en las licencias y, por el otro, el mecanismo de ajuste de la utilidad operativa y el pago del ISR en los contratos de producción compartida.

De las cifras expuestas en el cuadro 6 se observa que la renta para el Estado se sitúa en un rango de 20 a 88%, con un promedio de 56.5%, cifra distante del 72.4% esperado de contratistas eficientes (véase cuadro 2).

Cuadro 6. Resultados de la Ronda 1 y 2 cuando el contratista es ineficiente

	Área adjudicada km <sup>2</sup>	Recursos prospectivos adjudicados (MMbpce)	Inversión firme a 50 dls/bl	Inversión firme a 100 dls/bl	Renta para el Estado <sup>1</sup> (%)	Volumen de producción para el Estado (%)
<b>Ronda 1</b>						
1.1. <sup>2</sup>	660	244	126	196	43 - 65	26 - 38
1.2. <sup>2</sup>	168	471	517	805	40 - 64	30 - 39
1.3. <sup>3</sup>	777	1 882	170	264	> 58	0
1.4. <sup>4</sup>	18 818	8 444	500	584	36-87	0
<b>Ronda 2</b>						
2.1. <sup>2</sup>	5 872	2 420	288	356	24 - 53	14 - 32
2.2. <sup>2</sup>	2 917	435	169	208	20 - 88	0
2.3. <sup>2</sup>	2 594		279	344	20 - 88	0
2.4. <sup>4</sup>	44 178	2 798	1 291	1 689	41 - 77	0
Ronda 1 y 2	75 984	16 694	3 340	4 446	56.5	Lic=0; CPC=30

Notas: <sup>1</sup> En los contratos de producción compartida el contratista ineficiente agota el límite de recuperación de costos (60% del valor contractual de la producción); no aplica mecanismo de ajuste ni pago de ISR por los altos costos de producción recuperables (costos reconocidos para efectos fiscales). <sup>2</sup> Precio de 50 dls/bl menos costo de producción de 20 dls/bl = renta 30 dls/bl. <sup>3</sup> Para la R1.3, extracción de crudo, precio de 50 dls/bl menos costo de producción de 12 dls/bl= renta 38 dls/bl. <sup>4</sup> Para las rondas en aguas profundas (R1.4 y R2.4) precio de 70 dls/bl menos costo de producción de 40 dls/bl = renta 30 dls/bl. CPC=contrato de producción compartida.

Fuente: elaboración propia aplicando las reglas fiscales y las ofertas ganadoras de las licitaciones.

Por lo que toca al reparto de las moléculas (producción de hidrocarburos), los resultados son notoriamente desfavorables para el Estado: tiene acceso a la producción en 15 de los 88 contratos adjudicados; en las licencias toda la producción pasa a manos de los contratistas y en los contratos de producción compartida sólo recibe en promedio 30% de los hidrocarburos extraídos. Los términos del reparto físico del petróleo y el gas natural, aunado al hecho de que los contratistas no están legal, contractual o fiscalmente obligados a canalizar un porcentaje de la producción al mercado interno, permite concluir que las primeras dos rondas de contratos petroleros contribuirán muy poco a mejorar la seguridad energética del país.

## 5. CONCLUSIONES

Esta investigación se propuso evaluar el desempeño de 88 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos adjudicados durante las primeras dos rondas de licitaciones. El foco de atención fue el reparto de renta y producción que resulta de los términos ofrecidos por las autoridades mexicanas en las ocho licitaciones. El nuevo marco constitucional mandata al Estado seleccionar la modalidad contractual y las modalidades de contraprestaciones que maximicen los ingresos de la nación para obtener el mayor beneficio y desarrollo de largo plazo, de ahí la pertinencia y relevancia de esta investigación. Al término del análisis se concluyó:

- 1) Se demostró que renta petrolera y utilidades son dos palabras utilizadas por las autoridades mexicanas para referirse a lo mismo, a saber, la diferencia entre el precio del petróleo y el costo de producción. México no recupera el 100% de la renta petrolera, sino una fracción que depende del ofrecimiento fiscal de cada licitante. El resultado es consistente con la naturaleza de los contratos petroleros cuyo objeto esencial para una compañía petrolera es el acceso al recurso natural y a las rentas asociadas.
- 2) En las ocho licitaciones realizadas hasta enero de 2018, el *take* del Estado se sitúa en un rango que va de 20 a 98% con un promedio de 72.4%, incluyendo el ISR. Esa estimación oficial suponen que el contratista será eficiente y pagará la totalidad de los impuestos que prometió durante el concurso.
- 3) Cuando el contratista es ineficiente y el costo fiscalmente recuperable, se aleja del costo mínimo, el *take* promedio del Estado disminuye. La estimación lo sitúa hasta 56.5% en promedio en las ocho licitaciones. Cuando

los costos se incrementan el ingreso fiscal se contrae porque no aplica el mecanismo de ajuste de la carga impositiva, no se genera pago del ISR y la mayor parte de lo extraído en los contratos de producción compartida se destina a la recuperación de costos. Para que el Estado obtenga la renta esperada se requiere conocimiento, experiencia y fortaleza institucional para controlar de manera rigurosa y efectiva los costos que se le reconocen al contratista. Sin esos atributos no es posible cumplir el mandato constitucional de maximizar los ingresos de la nación.

- 4) La preferencia gubernamental por las licencias tiene la ventaja de dar certeza e inmediatez a la recaudación fiscal por estar basada en regalías, pero la desventaja de que toda la producción se quede en manos del operador sin ninguna obligación de abastecer el mercado interno. En el renglón de la seguridad energética, los contratos de producción compartida son mejores porque una parte de lo extraído se queda en el país; sin embargo, lo obtenido por el Estado en las tres licitaciones apenas llega al 30% de lo extraído cuando el contratista es ineficiente. En su forma actual los contratos contribuyen marginalmente a la seguridad energética.

## BIBLIOGRAFÍA

- Acquatella, J., Altomonte, H., Arroyo, A. y Lardé, J. (2013), “Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: evolución y participación estatal, 1990-2010”, Santiago, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Serie Seminarios y Conferencias núm. 72.
- Banco Mundial (2018), *Datos*. Recuperado de <<https://datos.bancomundial.org/pais/mexico>>
- Bartra, A. (2013), “Renta petrolera, cómo se forma, quiénes la pagamos, quién la capitaliza”, *Alegatos*, núm. 83, México, UAM-Azcapotzalco, enero.
- Bolt, K., Matete, M. y Clemens, M. (2002), “Manual for calculating Adjusted Net savings, Environment Department”, Washington, World Bank. Recuperado de <<https://goo.gl/eDkT9x>>
- Boue, J.C. (2013), “Cuidado con la renta”, *Nexos*, México, junio. Recuperado de <<https://www.nexos.com.mx/?p=15331>>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2018), *Rondas México*. Recuperado de <<https://rondasmexico.gob.mx/>>
- Excelsior* (5 de junio de 2014), “Aumentará renta petrolera del Estado con leyes secundarias: SHCP”. Recuperado de <<http://www.excelsior.com.mx/nacional/2014/06/05/963442>>



- Jiménez-Espriú, J. (22 de junio de 2014) “¿Nos lo firman ante notario?”, *La Jornada*. Recuperado de <<http://www.jornada.unam.mx/2014/06/22/opinion/013a1pol>>
- \_\_\_\_\_ (29 de agosto de 2013), “Reunión con el secretario de Energía”, *La Jornada*. Recuperado de <<http://www.jornada.unam.mx/2013/08/29/opinion/024a1pol>>
- Johnston, D. (1994), *International Petroleum Fiscal Systems and Production sharing Contracts*, Tulsa, PennWell Books.
- Johnston D., Johnston, D. y Rogers, T. (2008), *International Petroleum Taxation*, New Hampshire, Independent Petroleum Association of America.
- Khelil, Ch. (1995), “Fiscal Systems for Oil”, *Private Sector*, núm. 46, Washington, World Bank.
- Luo, D. y Yan, N. (2010), “Assessment of Fiscal Terms of International Petroleum Contracts”, *Petroleum Exploration and Development*, 37(6). DOI <[https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(11\)60009-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60009-8)>
- Mommer, B. (2003), *Petróleo global y Estado nacional*, Caracas, Comala.com
- Presidencia de la República (s/f), *Mitos sobre la Reforma Energética*. Recuperado de <<http://www.presidencia.gob.mx/reformaenergetical#!los-mitos>>
- \_\_\_\_\_ (2018), *El Gobierno de la República defiende la Reforma Energética de manera denodada, entregada y apasionada*. Recuperado de <<https://goo.gl/9eAS42>>
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) (2015a), *Primera convocatoria de la Ronda 1: valores mínimos para las variables de adjudicación de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos*. Recuperado de <[https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/R01L01\\_Comunicado\\_SHCP\\_20150609.pdf](https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/R01L01_Comunicado_SHCP_20150609.pdf)>
- \_\_\_\_\_ (2015b), *La Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los valores mínimos para las variables de adjudicación aplicables a la segunda convocatoria de la Ronda 1*. Recuperado de <[https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/comunicado\\_109\\_2015.pdf](https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/comunicado_109_2015.pdf)>
- \_\_\_\_\_ (2015c), *La Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los valores mínimos para las variables de adjudicación aplicables a la tercera convocatoria de la Ronda 1*. Recuperado de <[http://www.hacienda.gob.mx/Biblioteca\\_noticias\\_home/comunicado\\_142\\_2015.pdf](http://www.hacienda.gob.mx/Biblioteca_noticias_home/comunicado_142_2015.pdf)>
- \_\_\_\_\_ (2016), *Palabras del Dr. Miguel Messmacher, en la presentación de la primera convocatoria de la Ronda 2*. Recuperado de <<https://www.gob.mx/shcp/es/articulos/palabras-del-subsecretario-de-ingresos-miguel-messmacher-en-la-presentacion-de-la-primera-convocatoria-de-la-ronda-2?idiom=es>>

\_\_\_\_\_ (2017a), *Se establecen valores mínimos y máximos para las primeras tres convocatorias de la Ronda 2*. Recuperado de <<https://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-no-089-se-establecen-valores-minimos-y-maximos-para-las-primeras-tres-convocatorias-de-la-ronda-2>>

\_\_\_\_\_ (2017b), *Se establecen los valores mínimos y máximos para las variables de adjudicación de la cuarta convocatoria de la Ronda 2*. Recuperado de <<https://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-no-237-se-establecen-los-valores-minimos-y-maximos-para-las-variables-de-adjudicacion-de-la-cuarta-convocatoria-de-la-ronda-2>>

\_\_\_\_\_ (2018), *Se establecen los valores mínimos y máximos para la primera convocatoria de la Ronda 3*. Recuperado de <<https://www.gob.mx/shcp/prensa/se-establecen-los-valores-minimos-y-maximos-para-la-primer-convocatoria-de-la-ronda-3>>

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Comisión Nacional de Hidrocarburos y Secretaría de Energía (2015a), *Resultados de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la primera convocatoria de la ronda uno*. Recuperado de <[https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/R01L01\\_Boletin008\\_20150715.pdf](https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/R01L01_Boletin008_20150715.pdf)>

\_\_\_\_\_, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Secretaría de Energía (2015b), *Resultados de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la segunda convocatoria de la ronda uno*. Recuperado de <[https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/R01L02\\_Boletin008\\_20150930.pdf](https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/R01L02_Boletin008_20150930.pdf)>

\_\_\_\_\_, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Secretaría de Energía (2015c), *Resultados de la licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la tercera convocatoria de la ronda uno*. Recuperado de <[https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/R01L03\\_Boletin008\\_201512151.pdf](https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/R01L03_Boletin008_201512151.pdf)>

\_\_\_\_\_, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Secretaría de Energía (2015d), *Resultados de la cuarta convocatoria de la ronda uno y de la primera convocatoria para asociaciones con Pemex*. Recuperado de <<https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/11/Bolet%C3%ADn-de-Prensa-Conjunto-023.pdf>>

\_\_\_\_\_, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Secretaría de Energía (2017a), *Resultados de la primera convocatoria de la ronda dos*. Recuperado de <<https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2017/06/Comunicado-No.-017-Conjunto-CNH-SHCP-SENER-19-junio-2017.pdf>>

- \_\_\_\_\_, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Secretaría de Energía (2017b), *Resultados de la segunda y tercera convocatorias de la ronda dos*. Recuperado de <<https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2017/07/Boleti%C4%97n-de-Prensa-conjunto-Resultados-Licitaciones-2.2-y-2.3-12-jul.pdf>>
- \_\_\_\_\_, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Secretaría de Energía (2018), *Resultados de la cuarta convocatoria de la ronda dos*. Recuperado de <<https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/01/Comunicado-No.-003-Conjunto-CNH-SHCP-SENER-31-enero-2018.pdf>>
- Vargas, R. y Morales, M. E. (2011), *La renta petrolera y la construcción de regímenes propietarios, el caso de PEMEX*, México, Centro de Investigaciones sobre América del Norte, Universidad Nacional Autónoma de México.

