

¿A CUALQUIER PRECIO? PRIORIDADES POLÍTICAS Y RETORNOS ECONÓMICOS EN LAS LICITACIONES PETROLERAS MEXICANAS (2014-2017)

AT ANY PRICE? POLITICAL PRIORITIES AND ECONOMIC RETURNS IN MEXICAN PETROLEUM LICENSING ROUNDS (2014-2017)

JUAN CARLOS BOUÉ¹ 

Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP, Reino Unido
jboue@curtis.com

RESUMEN: La liberalización del sector petrolero representa uno de los cambios más significativos en la política económica mexicana en las últimas décadas, pero hay pocos estudios que evalúen de forma sistemática sus logros contra sus promesas. Este artículo se enfoca en uno de sus componentes claves: las licitaciones petroleras (2014-2017). Se argumenta que el diseño institucional de éstas subordinó su racionalidad económica al objetivo político de abrir el sector a toda velocidad, aun en un entorno de precios internacionales del petróleo adversos, en un intento de asegurar la irreversibilidad de la reforma. A partir de una perspectiva comparada, se muestra que el uso de mecanismos contraindicados para subastas (límites máximos tanto para las regalías adicionales como para los porcentajes de reparto de utilidades que podían ofrecerse, así como restricciones autoimpuestas respecto de la recaudación de bonos en efectivo), afectó adversamente los potenciales retornos económicos que el Estado podría haber obtenido mediante la liberalización; se explica también por qué los ingresos públicos generados en las subastas petroleras

¹ Los puntos de vista expresados en este artículo son opiniones personales del autor y no de Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP o sus clientes.

fueron sensiblemente menores a los registrados en otros países durante el mismo periodo.

Palabras clave: liberalización; sector petrolero; parámetros de licitación; renta petrolera; exploración y producción de petróleo.

ABSTRACT: The liberalization of the oil sector represents one of the most significant changes in Mexican economic policy in recent decades, but few studies have systematically evaluated its achievements against its promises. This article focuses on one of its key components: the oil bidding rounds (2014-2017). It argues that their institutional design subordinated economic rationality to the political objective of opening the sector at full speed, even in an adverse international oil price environment, in an attempt to ensure the irreversibility of the reform. From a comparative perspective, it shows that the use of contraindicated auction mechanisms (maximum limits for both additional royalties and the profit-sharing percentages that could be offered, as well as self-imposed restrictions regarding the collection of cash bonuses) adversely affected the potential economic returns of liberalization for the state. The article also explains why the public revenues generated in the oil auctions were significantly lower than those recorded in other countries during the same period.

Keywords: liberalization; oil sector; bidding parameters; oil revenue; oil exploration and production.

Fecha de recepción: diciembre de 2024.

Fecha de aceptación: diciembre de 2024.

INTRODUCCIÓN

Este artículo es una contribución a la literatura sobre la economía política de las iniciativas de liberalización para la explotación de recursos naturales, y busca explicar por qué a menudo sucede que reformas de este tipo rinden resultados muy inferiores a los esperados o prometidos, particularmente en lo que se refiere a los beneficios económicos que obtiene el Estado en su calidad de administrador de recursos naturales pertenecientes a la nación. En este caso, la iniciativa liberalizadora sometida a análisis es la reforma energética mexicana de 2013, la cual representó el punto culminante de un proceso de liberalización del sector de exploración y producción de hidrocarburos en el país, encaminado a eliminar la restricción constitucional contra la participación del capital privado en el mismo.

La visión de los promotores de la reforma energética mexicana era que, una vez que se “modernizara” la radical fórmula de exclusión que fuera incorporada en 1960 al Artículo 27 de la Constitución mexicana,² se desencadenaría un torrente de inversión (mayoritariamente extranjera) en el sector, que permitiría primero desacelerar y luego revertir la tendencia descendiente en la producción nacional de hidrocarburos. Esto no ha sucedido. A septiembre de 2024, la producción de crudo y gas natural proveniente de bloques con participación privada fue de 76,000 barriles por día (MBD) y 86.4 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD),³ respectivamente, lejos de las metas previstas para el 2024 de 280 MBD y 450 MMPCD, respectivamente.⁴ Los opositores de la reforma energética resaltan

² “Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos [...] no se otorgarán concesiones ni contratos ni subsistirán los que, en su caso, se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva”. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 1917 (última reforma 2024).

³ Véase CNIH n.d.

⁴ Amexhi 2019, 11.

que, además, ésta no ha servido tampoco para reducir ni las importaciones de hidrocarburos, ni las tarifas eléctricas ni el precio de los combustibles automotores.⁵ Los promotores de la reforma energética, por su parte, ven los exiguos logros de la misma como una consecuencia de que su curso se detuviera bruscamente en una etapa todavía incipiente de su desarrollo, por culpa de la llegada de Andrés Manuel López Obrador (AMLO) a la presidencia de México.⁶

La aparente paralización de la reforma energética no ha terminado con la controversia política en torno a ésta. Sin embargo, pronunciarse en uno u otro sentido acerca de sus aspectos económicos clave (por ejemplo, en lo referente a la evolución del ingreso fiscal) supondría llevar a cabo un análisis contrafáctico de series de tiempo, para el cual los datos disponibles son insuficientes y que, por lo tanto, no tiene mayor sentido. Pero hay un aspecto de la reforma energética –las rondas de licitación– y los datos a la mano bastan para sustentar un análisis cuantitativo detallado, con conclusiones estadísticamente fundamentadas. Dicho análisis revela el efecto adverso que tuvieron tanto el diseño como la instrumentación de las subastas sobre los potenciales retornos económicos que el Estado en principio podría haber obtenido mediante la liberalización.

EL PAPEL DE LAS RONDAS DE LICITACIÓN EN EL CONTEXTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Los promotores de la reforma energética no se hacían ilusiones acerca de la popularidad de ésta, en parte a causa de sus problemáticas resonancias históricas, pero también porque sabían que la forma con la que se había tratado de vender esta iniciativa en el pasado reciente (por ejemplo, el “tesoro de aguas profundas” en inminente peligro de perderse, según la

⁵ Rodríguez Padilla 2018.

⁶ Fundar 2022.

propaganda del gobierno de Felipe Calderón⁷) había engendrado considerable suspicacia en el público. Por lo mismo, una vez que se hubo librado el escollo de la modificación del texto constitucional, asegurar la irreversibilidad del proceso de liberalización claramente se convirtió en el principal objetivo de los promotores de la reforma. Ello explica tanto la magnitud del programa de licitación de bloques y contratos que se puso en marcha tan pronto como se hubo enmendado el texto constitucional, como la negativa del gobierno de Peña Nieto a modificar el cronograma y la escala de las licitaciones, en contra de las recomendaciones de diversos observadores y especialistas⁸ que señalaban que, objetivamente, las condiciones a escala global para el ofrecimiento de áreas petroleras prospectivas en esa coyuntura eran sumamente desfavorables debido a la abrupta caída en los precios internacionales del petróleo a partir de septiembre de 2014.⁹

Si bien el programa de licitación del gobierno de Peña Nieto no llegó a cumplirse en su totalidad –las dos licitaciones que se tenían planeadas para 2018 (antes del relevo presidencial) a la postre fueron canceladas¹⁰– su gran envergadura lo hace comparable a otros programas de licitación en otras jurisdicciones y de otras épocas (como se explica en detalle más adelante). Establecer paralelos con estos otros programas sirve para poner de relieve la racionalidad económica del programa de licitación mexicano.

El hilo conductor de la reforma energética supuestamente era abrir el sector de exploración y producción de hidrocarburos a la participación del capital privado nacional y

⁷ Meyer 2015.

⁸ Por ejemplo, Lajous 2018.

⁹ El promedio anual de precios para el crudo Brent para los años 2011, 2012 y 2013 fue de 111.26 USD/B, 111.63 USD/B y 108.56 USD/B, respectivamente. A partir de septiembre de 2014, el precio internacional del crudo empezó a bajar de manera acelerada. El promedio anual de precios para el crudo Brent para los años 2015, 2016 y 2017 fue de 52.32 USD/B, 43.64 USD/B y 54.13 USD/B, respectivamente (véase EIA n.d.).

¹⁰ Véase Gobierno de México n.d., “Rondas”.

extranjero. Empero, el análisis del programa de licitación mexicano muestra que –haya o no haya sido esa la intención última de quienes instrumentaron esta política– los mecanismos concretos instrumentados en pos de este objetivo tuvieron como consecuencia la minimización de la retribución patrimonial que el Estado obtendría a cambio del acceso a (y eventual explotación de) un valioso recurso natural agotable y no renovable, de propiedad pública. Ahora bien, cualquiera que estuviera mínimamente familiarizado con la abundante literatura académica en torno a las mejores prácticas para subastar recursos de propiedad pública¹¹ habría considerado esta consecuencia como algo totalmente previsible. En particular, en dicha literatura, el parámetro de licitación preferido de las autoridades licitadoras mexicanas (la puja mediante programa mínimo de trabajo, explicada en detalle más adelante) es vista como un mecanismo cuyo uso “debe ser descartado [...] sobre la base de que [...] reduce sustancialmente las rentas económicas a disponibilidad de la sociedad”.¹²

Pero entonces, ¿cómo explicar que México se decantara por opciones tan poco satisfactorias? La respuesta es que existe un *corpus* paralelo de literatura que, en la práctica, es mucho más influyente que las investigaciones que aparecen en publicaciones académicas, y que se produce –a menudo a instancias de instituciones supranacionales como el Banco Mundial– por un puñado de consultores especializados en el tema petrolero que la venden a gobiernos y agencias reguladoras a lo largo y ancho del mundo. En este *corpus*, las licitaciones con puja mediante programa mínimo de trabajo se presentan como un vehículo idóneo para “asegurar la máxima cantidad de exploración”¹³ (sin aclarar que, como se explica también más adelante, una buena parte de los compromisos exploratorios que se obtienen mediante este mecanismo

¹¹ Un excelente resumen puede encontrarse en Klemperer y Binmore 2002.

¹² Mead 1993, 252.

¹³ Van Meurs 2001, 48.

representan un dispendio superfluo,¹⁴ amén de que con frecuencia éstos no se materializan a pesar de su supuesto carácter vinculante¹⁵). En cambio, las licitaciones con pago de bonos en efectivo son cuestionadas como una forma de lastrar innecesariamente la rentabilidad de proyectos de inversión¹⁶ y se les tilda de ser un mecanismo “extremadamente regresivo e impopular”¹⁷ (pasando por alto el hecho de que, para un actor en condiciones desventajosas de asimetría de información, no hay forma más económicamente eficiente de adjudicación que una licitación con pago de bono en efectivo).¹⁸

Las aspectos desafortunados en el diseño de las rondas de licitación de la reforma energética pueden entenderse en función de la receptividad que el aparato gubernamental mexicano mostró por el mensaje de defensa proactiva de la rentabilidad de las inversiones petroleras que propugnaron influyentes consultores internacionales¹⁹ e instituciones supranacionales, como el Banco Mundial,²⁰ a pesar de que la misión primordial de las autoridades licitatorias en principio

¹⁴ “Los sistemas de adjudicación que inducen a los pujadores a ofrecer programas de trabajo que exceden lo que ordinariamente se requeriría para explorar eficientemente los bloques en última instancia reducirán la renta económica y pueden llevar a una renegociación futura para remover compromisos que no resultan económicos”. Véase Tordo, Johnston y Johnston 2010, 35. La explicación matemática se encuentra en Kretzer 1993.

¹⁵ Para un ejemplo concreto, ver Maritz 2003.

¹⁶ Véase, por ejemplo, Svensson y Van Meurs 2001, 31: “Vietnam debe tener cuidado con los bonos a la firma porque dichos bonos tienen un efecto considerable sobre la tasa de retorno ajustada por riesgo de los prospectos de exploración. Esto se debe a que dichos bonos deben pagarse el primer día del contrato –antes de que pueda saberse si habrá un descubrimiento comercial”. (Traducción propia).

¹⁷ Black & Veatch Corporation 2013, 137.

¹⁸ Klemperer y Binmore 2002; Mead 1993; Tordo, Johnston y Johnston 2010.

¹⁹ “Es ampliamente reconocido que los bonos a la firma son una forma ineficiente de maximizar la captura de la renta económica. Por lo tanto, puede recomendarse ser modestos con respecto a los bonos a la firma”. Van Meurs 2014, 12; véase también Berman 2006, 8.

²⁰ Tordo 2007, 14-16.

debía haber sido la maximización del valor del patrimonio común de los ciudadanos (o sea, del recurso natural ofrecido en las subastas). Tal receptividad se aprecia claramente en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos²¹ (una de las piedras de toque del edificio jurídico de la reforma energética), cuya postura con respecto a los bonos en efectivo fue que éstos no habrían de representar “un porcentaje significativo de los recursos que reciba el Estado”, ya que el monto de éstos es “independiente de la rentabilidad del proyecto”.²²

ALGUNAS CONSIDERACIONES GENERALES

Antes de pasar al análisis detallado de las licitaciones petroleras en México durante el periodo 2014-2018, conviene explicar brevemente sobre el lugar que las licitaciones en general ocupan en términos de la administración de los recursos petroleros de un país por parte de sus autoridades estatales,²³ así como de las variadas formas que dichas licitaciones pueden asumir.

Una autoridad estatal puede asignar derechos de exploración y producción de petróleo bien sea por la vía de negociaciones directas, bien ofreciéndolos al mejor postor. La primera opción, característica de la etapa temprana de desarrollo de la industria petrolera a nivel global fuera de Estados Unidos, se reveló desventajosa ante todo por la asimetría en información imperante entre los Estados dueños de los recursos naturales, de un lado, y las partes interesadas en explotarlos,

²¹ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 2014. Nombre completo de la ley: Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se Reforman, Adicionan y Derogan Diversas Disposiciones de la Ley Federal de Derechos y la Ley de Coordinación Fiscal.

²² Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 2014. Exposición de motivos, 11.

²³ Estas reflexiones por lo tanto no valen para Estados Unidos, país donde impera un régimen de propiedad de los recursos petroleros que es aberrante en el contexto global. A saber, dichos recursos forman parte de la propiedad privada del superficiario.

del otro. Sus principales consecuencias fueron concesiones de muy larga duración y vasta extensión (la cual, en su mayoría no se exploraba ni se explotaba),²⁴ que favorecían la colusión y la coordinación entre compañías petroleras en lugar de fomentar la competencia (como en los célebres Acuerdos de la Línea Roja)²⁵ y que se otorgaban a cambio de compromisos exploratorios no vinculantes o sumas de dinero relativamente triviales, a menudo en la forma de pagos indistinguibles de un soborno.

Alternativamente, la asignación de derechos de exploración y producción de petróleo puede hacerse de una manera a la vez más transparente y eficiente mediante mecanismos de mercado, en la forma de licitaciones competitivas. Este tipo de mecanismo se puso de moda en Estados Unidos (como un antídoto para la corrupción en la administración de recursos de propiedad pública) después del escándalo de Teapot Dome (1923)²⁶ y de allí se extendió al resto del mundo.

Las pujas en licitaciones competitivas se pueden estructurar en torno a una variedad de parámetros; a saber, bonos en efectivo; programa mínimo de trabajo; tasa de regalía aplicable; tasa de reparto de utilidades compartidas y tasa de recobro máximo de costos como porcentaje del ingreso (en una licitación es posible, inclusive, utilizar varios de ellos en combinación). Todos estos parámetros en principio tienen en común que persiguen la identificación no ambigua de los mejores postores, la minimización de los costos administrativos (relativos a los posibles beneficios) y, en su caso, la captura de renta económica (es decir, el plusvalor en exceso del retorno requerido para obtener la producción, definido a su vez como el valor de mercado de los recursos, menos el costo total de suministro de los mismos, incluyendo éste un retorno sobre el capital).²⁷

²⁴ Stocking 1971.

²⁵ United States Senate 1952.

²⁶ Werner y Starr 1961.

²⁷ Angelier 1976.

Licitaciones con puja en efectivo

En las licitaciones con puja en efectivo, los derechos los obtiene el participante que ofrece la mayor suma de dinero en el contexto de los términos legales y fiscales en vigor. Este parámetro permite identificar al ganador de forma totalmente transparente, objetiva y sin ambigüedad alguna, y todo ello con costos administrativos mínimos, y sin necesidad de supervisión *a posteriori* (amén de que deja a la autoridad con efectivo en mano, sin ningún compromiso). Más aún, una vez liquidados, los bonos se convierten en costos hundidos y no ejercen ningún efecto sobre las decisiones de inversión subsecuentes de los inversionistas (es decir, son neutrales desde un punto de vista impositivo).²⁸ Pero a la vez, tienden a inducir en quienes los pagaron cierta prisa por emprender las tareas exploratorias, con el fin de hacer un descubrimiento que permita amortizar el bono tan pronto como sea posible.

El ganador de una licitación con pujas en efectivo tenderá a ser el más eficiente entre los participantes en una ronda y para apreciar por qué éste es el caso, basta reflexionar sobre el proceso por medio del cual un actor decide a cuánto habrá de ascender su puja. En términos generales, el actor *X* estima cuántos recursos, y de qué tipo, podría albergar cierto bloque, así como todo aquello que tendría que hacer en caso de que sus estimados fuesen acertados (cuántos pozos exploratorios y de desarrollo se tendrían que perforar, qué tipo, número y tamaño de instalaciones de producción se requerirían, cuáles serían los requerimientos de infraestructura, etcétera, etcétera). Asimismo, estima el perfil de producción y el valor presente neto de los ingresos estimados menos los costos estimados (incluyendo impuestos generales aplicables y un retorno sobre el capital empleado, debidamente ajustado por la percepción individual de riesgo del inversionista). El resultado de esta operación es un estimado de la renta económica que podría generar el bloque y que el actor podrá entonces

²⁸ Zhang 1997; Lund 2011.

ofrecer al dueño del recurso como un bono en efectivo para conseguir el bloque (y poner así manos a la obra para obtener el retorno esperado). El actor *Y* haría sus propios cálculos y llegaría a su propio estimado de renta económica, que no tendría por qué ser igual al del actor *X* (*Y* podría pensar que los prospectos del bloque son menos favorables o podría requerir más pozos por estar a la zaga tecnológicamente hablando, por decir algo). El actor *Z* haría sus cálculos a su vez, *y así sucesivamente*. El dueño del recurso puede entonces proceder a escoger la puja más alta (la cual tenderá a venir del actor cuyos costos sean más bajos), para lo cual no necesita otra cosa que saber aritmética elemental.

La puja en efectivo no es popular entre los inversionistas en el sector petrolero, en parte porque un bono representa una erogación situada al principio de cualquier proyecto de desarrollo de un eventual descubrimiento (y que, por lo tanto, incide negativamente sobre la tasa interna de retorno de dicho proyecto), pero también porque los bonos están expuestos a vaivenes políticos (porque si cambian las condiciones políticas que informaron los supuestos bajo los cuales se calculó el bono, éste puede revelarse, retrospectivamente, como demasiado grande). Pero la principal razón por la cual los bonos desagradan a los inversionistas es que, en contraste con otros gravámenes que se prestan a ser renegociados u “optimizados” (es decir, potencialmente evadidos), una vez que un bono ha sido ofrecido y aceptado, se tiene que pagar y no es sujeto de devolución, aun cuando el bloque por el cual se pagó el bono resulte seco. Por esto, la preferencia de los inversionistas en principio es que los bonos en efectivo se utilicen solamente como mecanismo de desempate.²⁹

Hoy en día, en su forma pura, la puja en efectivo solamente se utiliza en Estados Unidos (tanto a nivel federal como

²⁹ Los inversionistas tienden a hacer clara esta preferencia a las autoridades licitadoras en comunicaciones confidenciales que casi nunca salen a la luz, pero que el autor ha tenido ocasión de ver, en su calidad de asesor de diversos gobiernos.

estatal) y Canadá (a nivel provincial). En muchos otros países, incluyendo en México entre 2014 y 2017, se usa o se ha usado en combinación con otros parámetros. Pero hasta hace relativamente poco tiempo, la puja en efectivo era sin duda el mecanismo de licitación preferido a lo largo y ancho del mundo. A partir de la década de los años 1950, muchos países con recursos petroleros obtuvieron resultados espectaculares en licitaciones petroleras con puja en efectivo. Por ejemplo, en Venezuela, en la ronda de licitación de 1956 (la última antes de la nacionalización de la industria petrolera venezolana en 1976), el monto de los bonos pagados al gobierno del país (708 millones de dólares, MMUSD) fue equivalente al 2% del producto interno bruto (PIB)... ¡pero de Francia!³⁰

Asimismo, en la legendaria licitación de Alaska de 1969, el gobierno estatal recaudó aproximadamente 900 MMUSD en bonos, a cambio de bloques que a la postre resultaron secos.³¹ Y, durante el periodo 1950-1974, los pagos de bonos en las licitaciones de bloques marítimos del Golfo de México, en áreas bajo jurisdicción federal, fueron la segunda mayor fuente de ingresos fiscales del gobierno federal de Estados Unidos en esos años, después del impuesto federal sobre la renta.³² Sin embargo, a partir de mediados de la década de 1960, la puja mediante programas mínimos de trabajo gradualmente fue desplazando a la puja en efectivo como el parámetro de licitación más popular a nivel global, tras la adopción de la primera en la nueva provincia petrolera del mar del Norte (Gran Bretaña y Noruega), así como en Australia y Malasia.³³

³⁰ Véase IMF n.d.

³¹ McBeath, Berman, Rosenberg y Ehrlander 2008.

³² Boué con Jones 2007.

³³ Chandler 2018, 242-272.

Licitaciones con puja mediante programa mínimo de trabajo

La puja mediante programa mínimo de trabajo es el mecanismo que se utiliza con mayor frecuencia en licitaciones petroleras en muchos países alrededor del mundo.³⁴ En una licitación de este tipo, los participantes delinean un programa vinculante de las actividades que habrán de acometer si se les asignan los derechos de exploración y producción correspondientes. El vencedor es aquel que ofrece el mayor volumen de actividad.

A comparación de la anterior, ésta (o cualquier mecanismo mixto que incorpore la puja mediante programa mínimo de trabajo) es una alternativa desventajosa. Para identificar al ganador, este parámetro requiere el uso de ponderadores arbitrarios y, por definición, opacos (para decidir, por poner un ejemplo, qué es más valioso: x kilómetros de línea sísmica o perforar un pozo exploratorio hasta una profundidad de y metros). Además, impone muy significativos costos de administración *a posteriori*, tanto sobre el pujador como sobre la autoridad (al primero para demostrar, y a la segunda para comprobar, que los compromisos del programa de trabajo se han cumplido a cabalidad). Esta supervisión *a posteriori* presupone un aparato burocrático especializado de administración. Además, a fin de cuentas, la puja mediante programa mínimo de trabajo no genera valor para el dueño del recurso natural, en tanto que aquello que la autoridad supuestamente obtiene mediante la licitación consiste en actividades que los pujadores de todas maneras habrían tenido que acometer (la intención de un pujador al participar en una licitación, después de todo, no es obtener bloques para luego sencillamente cruzarse de brazos: los pujadores no son coleccionistas de bloques). En este sentido, vale la pena recordar la explicación que diera el célebre petrolero texano T. Boone Pickens respecto a su decisión de incursionar en las actividades de exploración y producción en el sector británico del mar del

³⁴ Crystol Energy 2018, 38.

Norte, cuando se enteró de que los programas mínimos de trabajo se utilizaban como criterio de asignación: “Bloques de 50,000 acres se daban *gratis* a compañías dispuestas a explorarlos. Para petroleros acostumbrados a pagar millones³⁵ por el privilegio de perforar, esto era un incentivo de verdad”.³⁶

El ganador de una licitación con pujas mediante programa mínimo de trabajo no tiene por qué ser el más eficiente entre los participantes y para entender por qué esto es así, recuérdese cómo un actor decide a cuánto habrá de ascender una puja en efectivo. El proceso es el mismo para el pujador que habrá de ofrecer un programa mínimo de trabajo solamente que, al final, tiene que expresar el monto que habría ofrecido en efectivo en la forma de rubros de gasto (perforación, sísmica, etcétera). Pero, desde luego, el estimado original del pujador respecto a la renta económica del bloque ya comprendía todas aquellas actividades que éste creía *necesarias* para acometer su desarrollo en primer lugar, lo cual quiere decir que muchas de las actividades incluidas en el programa mínimo de trabajo ofrecido en una puja saldrían sobrando según la mejor estimación del propio pujador y, por lo tanto, sirven ante todo para disipar renta económica que el dueño de los recursos podría haber recibido en efectivo.

Es decir, lo que el dueño del recurso obtiene al substituir pagos en actividades por pagos en efectivo es un programa exploratorio cuyos costos estimados son *mayores* que sus beneficios estimados³⁷ (y las actividades que habrán de desarro-

³⁵ Por ejemplo, en 1980, un consorcio compuesto por Superior Oil, Pennzoil y Sohio pagó 165 MMUSD (12.96 MMUSD por km²) por el bloque East Breaks EB304, una cifra récord que a la fecha no ha sido superada (Boué con Jones 2007, 279).

³⁶ Pickens 1987, 112; cursivas propias.

³⁷ Podría pensarse que, a mayor actividad, mayor será la probabilidad de descubrimiento y, a la postre, mayores serán también los ingresos que generarán los descubrimientos que, de otra forma, no habrían ocurrido. La explicación de por qué este postulado es incorrecto puede encontrarse, *inter alia*, en Kretzer 1993, Mead 1993 y Tordo, Johnston y Johnston 2010.

llarse reflejarán ante todo el intento del pujador por satisfacer las preferencias burocráticas arbitrarias plasmadas en los criterios de ponderación: si éstos favorecen las actividades de perforación, por decir algo, eso será lo que ofrecerán los pujadores).³⁸

Peor aún, este parámetro hace posible la selección de actores menos eficientes (ya que éstos bien pueden ofrecer la mayor cantidad de actividades, que disiparán la mayor cantidad de renta económica).³⁹ Además, *ceteris paribus*, la extensión de los bloques tiende a ser considerablemente mayor cuando se utiliza la puja mediante programa mínimo de trabajo que cuando se utiliza la puja en efectivo (esto porque si las actividades exploratorias en una parte de un bloque resultan infructuosas, las obligaciones asumidas en el programa se podrán cumplir en otra parte del bloque, de preferencia lejos de donde no se tuvo éxito). Y puede suceder que, en aras de cumplir un programa mínimo de trabajo, se lleven a cabo actividades que tanto el operador como el dueño del recurso natural de antemano saben que son inútiles.

Por todo lo anterior, desde el punto de vista de una autoridad licitadora, la puja mediante programa mínimo de trabajo puede ser superior en comparación con la puja en efectivo solamente cuando lo que se está licitando son bloques en sitios donde jamás se ha perforado un pozo de exploración (en estas circunstancias, que son relevantes para provincias vírgenes en cuanto a exploración, como Liberia o Namibia, pero no para una provincia petrolera como México, el valor de los compromisos plasmados en un programa mínimo de trabajo bien puede exceder al de un bono en efectivo).

³⁸ Mead 1993.

³⁹ Mead 1993.

*Licitaciones con puja mediante tasa de regalía,
reparto de utilidades o techo a porcentaje de recobro*

En una licitación con puja mediante tasa de regalía, los derechos de exploración y producción se asignan al actor que ofrezca la mayor tasa básica de regalía y/o regalía adicional. Este parámetro de licitación supone costos administrativos bajos, así como un nivel modesto de supervisión *a posteriori* (aunque mayor que en el caso de la puja en efectivo, ya que se tienen que monitorear las tasas de producción). La regalía no es neutral desde un punto de vista impositivo, por lo que si las tasas ofrecidas son muy altas, solamente se podrá acometer el desarrollo de descubrimientos significativos.⁴⁰ Esto da a los pujadores cierto incentivo para ofrecer tasas de regalía altas, en anticipación de una posible renegociación subsecuente (y si esta última es posible, las tasas ofrecidas pierden todo significado).⁴¹ En su forma pura, la puja de regalía no se utiliza en ningún país del mundo. En México (al igual que en países como Nigeria), este tipo de puja se combinó con otros parámetros entre 2014 y 2017.

En una licitación con puja mediante reparto de utilidades (*profit sharing*), los derechos de exploración y producción se asignan al actor que ofrezca el mayor porcentaje de las utilidades para el dueño del recurso. Este parámetro de licitación supone costos administrativos y de monitoreo altos (para cuantificar, fiscalizar y auditar ingresos, inversiones y costos), así como una intensa supervisión *a posteriori*, lo cual requiere a su vez un aparato burocrático especializado de administración (en México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH). Amén de su complejidad, este parámetro se presta a que el pujador infle sus costos para reducir el ingreso sujeto a reparto de utilidades (*gold plating*) y también a que manipule los flujos de inversión de manera oportunista con el fin de posponer el paso de una banda de reparto de utilidades a

⁴⁰ Mead 1993.

⁴¹ Véase Mommer 2002, 181.

otra más alta.⁴² En su forma pura, la puja mediante este criterio no se utiliza en ningún lugar del mundo (aunque, en el pasado, fue el parámetro mediante el cual se adjudicó el contrato THUMS Long Beach, el primer –y probablemente el mejor– contrato de producción compartida de la historia).⁴³ En México, la puja mediante reparto de utilidades se utilizó en combinación con otros parámetros entre 2014 y 2017.

La licitación con puja mediante techo al porcentaje de recobro es una innovación desarrollada –y aplicada con gran éxito– en Libia (y solamente allí hasta este momento), en combinación con contratos de producción compartida.⁴⁴ En el contrato se establece un techo para el porcentaje de ingresos brutos disponible para efectos de la recuperación de los costos del inversionista (el porcentaje del ingreso no disponible para el recobro de costos va en su totalidad a la parte estatal). En las licitaciones libias, los pujadores pueden ofrecer techos de recuperación de costos inferiores al techo legal.⁴⁵

Licitaciones con parámetros mixtos

En una licitación con puja mediante parámetros mixtos, se utilizan dos o más de los mecanismos descritos arriba, con la ponderación para cada elemento determinada por preferencias burocráticas (por decir algo, en la ronda de licitación de concesiones aguas afuera de 2005, en Brasil, la ponderación porcentual de programa mínimo de trabajo y puja en efectivo fue de 85/15).⁴⁶ En general, cuando se usan parámetros

⁴² Mommer 2002.

⁴³ THUMS 1963.

⁴⁴ En la última ronda de licitación libia, celebrada en 2005, el techo fue de 36%. Las autoridades licitadoras libias recibieron un total de 100 pujas, y los porcentajes de recuperación de costos ofrecidos oscilaron entre un mínimo de 7.5% y un máximo de 28.3% (es decir, más de 20% por debajo del valor base de 36%). Fattouh 2008, 5-9.

⁴⁵ Fattouh 2008.

⁴⁶ Véase ANP n.d. a.

mixtos en una licitación, tienden a ponerse en evidencia las desventajas de cada mecanismo en lo individual e, inversamente, a no manifestarse sus ventajas respectivas (por ejemplo, la combinación de puja en efectivo y de programa mínimo de trabajo resulta en un parámetro que combina los desembolsos tempranos del primero con los aspectos de disipación de renta económica, arbitrariedad en la ponderación de criterios de selección y ambigüedad en la identificación del operador más eficiente del segundo). Sin embargo, existe la idea de que el uso de parámetros mixtos supuestamente permite que una licitación se dimensione a la medida de las características específicas de los bloques que se están ofreciendo. Por esta razón, a pesar de su gran complejidad y numerosas desventajas, la puja mediante parámetros mixtos con frecuencia se utiliza en muchas jurisdicciones alrededor del mundo (como fue el caso en México entre 2014 y 2017).

DESCRIPCIÓN CUANTITATIVA DE LAS RONDAS DE LICITACIÓN

Entre 2014 y 2017 se llevaron a cabo en México un total de nueve licitaciones de bloques. Adicionalmente, se licitaron cuatro contratos de asociación con Petróleos Mexicanos (Pemex). Las licitaciones de bloques se agruparon en tres rondas.⁴⁷

Los cuatro contratos de asociación con Pemex se licitaron en los años 2016 (una, áreas marinas) y 2017 (tres, de los cuales dos correspondían a áreas terrestres y una a áreas marinas, que a la postre no fue asignado).⁴⁸ Se ofrecieron un total de 2,700.14 km², de los cuales se asignaron 1,609.14 km² (de ellos 321.14 km² en áreas terrestres). Estos contratos se asignaron mediante pujas con parámetros mixtos –tasa de regalía adicional y bono en efectivo– con algunas particularidades adicionales. En el caso de la regalía, el parámetro de licitación estaba acotado, con mínimos de 1% y 3% y máximos

⁴⁷ Véase Gobierno de México n.d. c.

⁴⁸ Véase Gobierno de México n.d. a.

de 13% y 4% para las áreas terrestres y marítimas, respectivamente (en los tres contratos asignados, los pujadores ofrecieron la máxima tasa de regalía aplicable).

Por su parte, los bonos tenían el carácter de contribución de capital a la asociación, y no de pago a la autoridad licitadora.⁴⁹ Esto hace que estos bonos sean comparables a un programa mínimo de trabajo, más que a un pago en efectivo a la firma, en un solo plazo. En total, las asociaciones capturaron un total de 879.37 MMUSD en bonos. De esta suma, 624 MMUSD correspondieron a áreas marítimas y 255.37 MMUSD a áreas terrestres.

La Ronda 1 constó de cuatro licitaciones en total, enfocadas en bloques de aguas someras en el Golfo de México, a explotarse mediante contratos de producción compartida (licitaciones 1 y 2, de 2014 y 2015, respectivamente), bloques terrestres con reservas desarrolladas a explotarse mediante contratos de licencia (licitación 3, de 2015) y bloques de aguas profundas en el Golfo de México, a explotarse mediante contratos de licencia (licitación 4, de 2015). En estas licitaciones se ofrecieron un total de 29,152 km², de los cuales se asignaron 20,458 km² (de ellos 815 km² en áreas terrestres). Estos contratos se asignaron mediante pujas con parámetros mixtos.

En las licitaciones 1 y 2, los parámetros fueron la participación del Estado en las utilidades y el valor de actividades adicionales respecto a un programa mínimo de trabajo definido por la CNH. En el caso de las licitaciones 3 y 4, los parámetros fueron la tasa de regalía adicional (con valores mínimos variables, pero sin techo) y el valor de actividades adicionales respecto a un programa mínimo de trabajo definido por la CNH. La licitación 4 también contemplaba el ofrecimiento de bonos

⁴⁹ En el Contrato adjudicado en la Licitación CNH-A1-TRION/2016, por ejemplo, la oferta de recursos fue por 624 MMUSD, de los cuales 570 MMUSD (91%) serían pagaderos a Pemex Exploración y Producción, y 62.4 MMUSD al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Véase Gobierno de México n.d. b.

en efectivo como mecanismo de desempate.⁵⁰ Dado que no se presentó ningún empate, no se recabó bono alguno.

La Ronda 2 constó de cuatro licitaciones en total, enfocadas sobre bloques de aguas someras en el Golfo de México a explotarse mediante contratos de producción compartida (licitación 1, de 2016), bloques terrestres a explotarse mediante contratos de licencia (licitaciones 2 y 3, ambas de 2016) y bloques de aguas profundas en el Golfo de México a explotarse mediante contratos de licencia (licitación 4, de 2017). En estas licitaciones se ofrecieron un total de 82,079 km², de los cuales se asignaron 55,867 km² (de ellos, 5816 km² en áreas terrestres). Estos contratos se asignaron mediante pujas con parámetros mixtos. En la licitación 1, los parámetros fueron la participación del Estado en las utilidades y el valor de actividades adicionales respecto a un programa mínimo de trabajo, definido por la CNH. En el caso de las licitaciones 2, 3 y 4, los parámetros fueron la tasa de regalía adicional (acotada tanto hacia abajo como hacia arriba, con valores que dependían del bloque de que se tratara), y el valor de actividades adicionales respecto a un programa mínimo de trabajo definido por la CNH. Las cuatro licitaciones también contemplaban el ofrecimiento de bonos en efectivo como mecanismo de desempate. En las licitaciones 2 y 3 se recabaron un total de 87.8 MMUSD en bonos (equivalentes a 15,108 USD por km² asignado). En la licitación 1 se recabó solamente 1 bono de 30 MMUSD (equivalente a 5109 USD por km² asignado). En la licitación 4 se registraron empates en 6 de los 19 bloques asignados, lo cual se tradujo en un total de 515 MMUSD en bonos (equivalentes a 11,657 USD por km² asignado). Este monto fue, con mucho, el mayor registrado en las rondas de la reforma energética y, por ello, será analizado en sus pormenores en la sección siguiente.

La Ronda 3 constó de solamente una licitación, realizada en 2017 y se enfocó en bloques de aguas someras en el Golfo de México a explotarse mediante contratos de producción

⁵⁰ Véase Gobierno de México n.d. d.

compartida (dos licitaciones subsecuentes, que habrían de haberse llevado a cabo en 2018, fueron canceladas tras el triunfo electoral de AMLO en las elecciones presidenciales de ese año). En esta licitación, se ofrecieron un total de 26,041 km², de los cuales se asignaron 11,020 km². Estos contratos se asignaron mediante una puja con parámetros mixtos: la participación del Estado en las utilidades y el valor de actividades adicionales respecto a un programa mínimo de trabajo definido por la CNH. La licitación también contemplaba el ofrecimiento de bonos en efectivo como mecanismo de desempate. En total, se obtuvieron 124 MMUSD en bonos (cifra equivalente a 11,256 USD por km² y, por lo tanto, casi idéntica a aquélla registrada en la cuarta licitación de la segunda ronda).

CARACTERIZACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS RONDAS DE LICITACIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA

El análisis económico de los resultados de las rondas de licitación de la reforma energética revela que, en un periodo de tiempo realmente breve, se ofrecieron y asignaron áreas de enorme extensión: 137,272 km² y 87,345 km², respectivamente (las áreas asignadas representan el 64% de las áreas ofrecidas). El 92% de las áreas asignadas (80,714.00 km²) se localiza en bloques marinos. Para dar una mejor idea de la escala de las rondas de licitación mexicanas basta pensar que, en la zona del Golfo de México bajo la jurisdicción del gobierno federal de Estados Unidos, la autoridad licitadora se tomó más de diez años y 20 rondas de licitación (celebradas entre agosto de 2008 a marzo de 2018) para asignar una extensión similar (86,119 km²).⁵¹

La totalidad de las áreas ofrecidas se licitó en subastas con puja mediante mecanismos mixtos, con clara preferencia de estos últimos por los programas mínimos de trabajo sobre los bonos en efectivo. Dicha preferencia no es más que

⁵¹ Véase BOEM n.d.

la expresión de uno de los principios rectores de la reforma energética, plasmado con claridad meridiana en la Exposición de Motivos de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos:

Se plantea que el bono sea un monto conocido antes de la presentación de ofertas económicas y, por tanto, no sirva como variable de adjudicación. Ello debido a que el monto es independiente de la rentabilidad del proyecto. Es también por ello que se plantea que el bono se establezca por un monto moderado que no represente un porcentaje significativo de los recursos que reciba el Estado.⁵²

En la práctica, en las licitaciones de la reforma energética no se utilizaron los bonos de monto conocido antes de la presentación de ofertas (o sea, de magnitud definida por criterios burocráticos y no por fuerzas de mercado). Pero en cambio, lo que sí se usó fueron los programas mínimos de trabajo predefinidos, los cuales también son en extremo ventajosos para los pujadores ya que, al hacer explícitas las expectativas mínimas de la autoridad licitadora, reducen el riesgo de que un pujador ofrezca inadvertidamente un monto de actividades mucho mayor que aquél al cual la autoridad licitadora habría estado dispuesta a transar.

La voluntad de las autoridades mexicanas a cargo de la reforma energética de reducir al máximo los desembolsos de los pujadores previo a la fase de inversión es discernible también en otras reglas incorporadas a las bases de las licitaciones que resultan altamente inusuales, por decir lo menos, en un contexto global. Un buen ejemplo de ello es que, en aquellas licitaciones en las cuales estaba contemplado el ofrecimiento de bonos suplementarios a la oferta económica principal, éstos no se harían efectivos salvo en caso de registrarse un empate entre dos o más postores.⁵³ Es decir, en un escenario en el cual, tras estimar la rentabilidad de un bloque, un pujador

⁵² Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 2014, 11.

⁵³ Véase Gobierno de México n.d. e.

decide ofrecer un bono porque considera que, aun pagándolo, podrá alcanzar su meta requerida de retorno de capital (ajustado por riesgo), dicho pujador no tendría que liquidarlo salvo en el caso de que otro más presentara una oferta económica idéntica. Esta situación efectivamente se suscitó en 2017, en la licitación cuatro de la Ronda 2, cuando el mejor pujador por el área contractual 6 ofreció un bono de alrededor de 10 MMUSD por la misma. El bloque fue otorgado pero el bono no se cobró, dado que no hubo ningún otro pujador que presentara una oferta (o sea que las reglas obligaron a las autoridades a rechazar una remuneración ofrecida voluntariamente como contraprestación por el acceso a un recurso natural no renovable de propiedad de la nación).⁵⁴

Todavía más desconcertante es el hecho de que, a contrapelo de la posición objetiva de México como *vendedor* de áreas prospectivas, las reglas de licitación establecían límites respecto a qué tan altas podían ser las ofertas de los pujadores (en una subasta normal, la regla de *caveat emptor* prevalece y el interés del vendedor es que cada participante puge tan alto como quiera o pueda). De esta forma, en las licitaciones 2, 3 y 4 de la Ronda 2, así como aquéllas para contratos de asociación, se establecieron valores mínimos y máximos aceptables para la regalía adicional,⁵⁵ mientras que en la licitación 1 de la Ronda 3 se fijó un techo a la participación del Estado en las ganancias que los pujadores podían ofrecer. A nivel mundial, este tipo de restricción solamente se había utilizado con anterioridad en una ocasión: la ronda de licitación para contratos en la modalidad de ganancias compartidas que Venezuela organizó en 1995, y en la cual se estableció que el parámetro de licitación –la tasa porcentual de participación del Estado en las ganancias (PEG)– “en todo momento estará limitado a un máximo de 50%”.⁵⁶ Este máximo hacía previsible que se presentaran situaciones en las cuales la “oferta de tasa

⁵⁴ Véase Gobierno de México n.d. f.

⁵⁵ Véase SHCP 2017.

⁵⁶ República Bolivariana de Venezuela 1995.

de PEG” de dos o más pujadores fuera la misma, por lo que las bases contemplaban que éstos podrían ofrecer también “un bono [...] que se aplicará solamente en el caso de pujas empatadas” (como después fue el caso también en México).⁵⁷

Como se señaló con anterioridad, una de las consecuencias previsibles de utilizar la puja mediante programa mínimo de trabajo como parámetro principal de licitación es que los bloques ofrecidos necesitan ser de gran tamaño (lo cual va en desmedro de los intereses del vendedor, para quien siempre es preferible vender un mayor número de bloques). Éste ciertamente fue el caso en las rondas de licitación mexicanas: la extensión promedio de los 108 bloques marinos ofrecidos, por ejemplo, fue de 1201 km², cifra que representa casi el triple de la extensión de los bloques marítimos en Noruega (415 km²), más de cinco veces la extensión de los bloques marítimos en Gran Bretaña (233 km²), y más de 60 veces la extensión de los bloques marítimos en la zona del Golfo de México bajo la jurisdicción del gobierno federal de Estados Unidos (20 km²).⁵⁸ Desde una perspectiva geográfica, ésta última disparidad es especialmente chocante, máxime cuando se tiene en cuenta que, amén de la colindancia de las dos zonas del Golfo, México es una provincia petrolera bien establecida que cuenta con una considerable infraestructura de ductos tanto en el mar como en tierra y con un mercado doméstico para hidrocarburos de gran envergadura.

Tan sólo el 22.8% de las áreas asignadas en las rondas de la reforma energética (19,920 km²) atrajo un bono, lo cual se tradujo en un ingreso por kilómetro cuadrado asignado en extremo modesto (8665 USD por km², considerando bloques localizados tanto en tierra como en el mar). Para resaltar lo exiguo de este ingreso basta mencionar que en la zona

⁵⁷ República Bolivariana de Venezuela 1995.

⁵⁸ Johnston, Johnston y Rogers 2008, 17. La extensión de los bloques en la zona bajo la jurisdicción del gobierno federal de Estados Unidos siempre ha sido uniforme, independientemente de si están situados en aguas someras ya muy exploradas o en aguas ultraprofundas, donde se han perforado relativamente pocos pozos.

del Golfo de México bajo la jurisdicción del gobierno federal de Estados Unidos, en las ocho licitaciones celebradas durante los años 2014-2017 (un periodo durante el cual el entorno del mercado petrolero internacional fue desfavorable), el ingreso promedio por kilómetro cuadrado asignado fue de 96,700 USD por km²,⁵⁹ es decir, casi 12 veces más que los 8288 USD por km² obtenidos en promedio por cada bloque marino asignado en México durante ese mismo intervalo. En Brasil, el ingreso promedio en la ronda de licitación de bloques marinos más cercana a las de la reforma energética (2018) fue de 131,498 USD por km².⁶⁰

Pero entonces, ¿cómo se han de reconciliar estas estadísticas con los montos en apariencia impresionantes que se obtuvieron en la licitación cuatro de la ronda 2? La realidad es que (como cualquiera que venda o compre bienes raíces podrá apreciar), los montos de los bonos en términos absolutos no dicen nada por sí mismos, ya que el indicador relevante es el monto pagado por unidad de superficie (en este caso, kilómetros cuadrados). Y cuando los 515 MMUSD en bonos que pagaron los pujadores en la licitación 4 de la ronda 2, por ejemplo, se expresan en estos términos, y se someten a un análisis histórico mínimamente riguroso, se puede constatar que –en términos reales– esta suma resulta inferior a los montos obtenidos hace 70 años por concesiones otorgadas en la península arábiga, bajo condiciones semicolonias, por gobiernos que se encontraban en una situación de asimetría de información particularmente aguda respecto a las compañías petroleras.

Los bonos recabados en México en 2017 lucen asimismo exigüos en comparación con los registrados en la ronda venezolana de 1995, la cual fue animada por principios rectores idénticos a aquéllos de la reforma energética (en buena parte, este pobre desempeño versus Venezuela es atribuible a la negativa del gobierno de Peña Nieto de hacer ajustes en

⁵⁹ Véase BOEM n.d.

⁶⁰ Véase ANP n.d. b.

el cronograma y alcance de las licitaciones ante un entorno coyuntural particularmente adverso en el mercado petrolero internacional). Véase el cuadro 1, donde se comparan montos de bonos pagados en distintos países.

CUADRO 1
Bonos pagados por derechos de exploración y producción de petróleo en diversos países

País	Año	Mecanismo de adjudicación	Superficie asignada (km²)	Monto del bono (MMUSD)		Dólares por km²	
				Nominales	Reales, 2017	Nominales	Reales, 2017
Kuwait, Zona Neutral Concesión Aminoil	1948	Negociación directa	2885	7.9	67	2738	23,161
Arabia Saudita, Zona Neutral Concesión Getty Oil	1949	Negociación directa	2885	9.5	80	3293	27,859
Venezuela, Nacional	1956	Ronda de licitación	8210	708	5057	86,236	615,974
Alaska, North Slope	1969	Ronda de licitación	1670	900	4718	539,100	2,826,225
E.U.A., Zona Federal del Golfo de México, Ronda 33	1974	Ronda de licitación	1705	2092	8267	1,227,559	4,850,741
Venezuela, Ronda para Asociaciones de Ganancias Compartidas	1995	Ronda de licitación	13,794	245	368	17,750	26,661
México, Ronda 2.4 Aguas Profundas	2017	Ronda de licitación	44,178	515	515	11,657	11,657

Fuente: elaboración propia.

¿UNA OPORTUNIDAD DESPERDICIADA?

A primera vista, la reforma energética luce como una política pública racional para hacer frente a una indudable situación de crisis en el sector aguas arriba de hidrocarburos en México, atribuible ante todo al agotamiento del complejo Cantarell, fuente de la gran mayoría de la producción petrolera

del país desde su desarrollo a finales de la década de 1970.⁶¹ Ahora bien, apenas la reforma energética se analiza con cierto detenimiento, es difícil no concluir que el diseño de las rondas de licitación de ésta parece haber obedecido al imperativo de atornillar y blindar una reforma de obscuro linaje, cuestionables premisas jurídicas y económicas, y nulo arraigo popular, mediante el recurso de crear lo que los anglosajones llamarían *facts on the ground*. A su vez, esto dificulta asimismo no considerar estas rondas como una buena oportunidad de negocios desaprovechada de manera innecesaria. Con un diseño de subasta mínimamente competente, podrían haberse obtenido resultados muy similares a los registrados, en términos de la superficie puesta a disposición de la inversión privada, pero con ingresos fiscales por concepto de bonos mucho mayores (y México no es una excepción a la regla elemental que dice que más dinero es mejor).

Dicho esto, surge la pregunta de qué caso tiene postular esta conclusión contrafáctica en el contexto de la actual coyuntura política en México. Después de todo, tras los resultados de las elecciones presidenciales de junio de 2024, debe descartarse como fantasiosa la posibilidad de que la reforma energética pudiera retomar el cauce que siguió durante el gobierno de Peña Nieto. Pero dado el estado de las finanzas públicas mexicanas al término del sexenio de Andrés Manuel López Obrador (AMLO), el gobierno de Claudia Sheinbaum haría bien en ponderar los potenciales ingresos que podrían obtenerse mediante licitaciones petroleras sensatamente concebidas y ejecutadas en un entorno de precios internacionales del petróleo casi 70% más elevados en comparación con los prevalecientes durante el periodo 2014-2017 (recuérdese que, en ese mismo intervalo, el ingreso promedio por kilómetro cuadrado asignado en las licitaciones en el sector

⁶¹ El agotamiento de Cantarell ha sido particularmente pronunciado debido al daño causado a este yacimiento en aras del frívolo objetivo de imponer una marca histórica de producción durante el sexenio de Vicente Fox.

estadounidense del Golfo de México –menos prospectivo que muchas áreas en el sector mexicano– fue superior en casi 12 veces al ingreso obtenido en las licitaciones mexicanas).

Más allá de la posible contribución de los bonos en efectivo para equilibrar un poco las cuentas del gobierno federal, las licitaciones petroleras lucen como un requisito para corregir la trayectoria descendente de la producción mexicana de hidrocarburos (cuyas implicaciones son perturbadoras a la luz de las tasas estimadas de crecimiento para la demanda de productos petrolíferos y gas natural de México), ya que el estado de las finanzas públicas del país sugiere que la recuperación de la producción no será posible en ausencia de una cuantiosa inversión privada en el sector petrolero. Pero amén de poner a disposición del capital privado áreas que puedan sustentar nueva capacidad de producción, la licitación de nuevas áreas a través de subastas estructuradas en torno a lineamientos de maximización de valor para México puede servir también como una palanca para reabrir y corregir los muy numerosos vicios legales de los contratos adjudicados durante la reforma energética.

Entre tales vicios, el más grave de todos es la incompatibilidad del artículo 73 (inciso VIII) constitucional (que faculta al Congreso para “imponer las contribuciones necesarias a cubrir el Presupuesto”), por un lado, con la presunta contractualización del régimen fiscal petrolero mexicano, por el otro. Dicha contractualización se plasmó en la exposición de motivos de la Ley de Ingresos de Hidrocarburos, donde se afirma lo siguiente:

Hablar de un régimen fiscal en los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos no implica un esquema tributario, es decir, que no se refiere al ámbito de las contribuciones como son los impuestos o derechos. En el medio petrolero se conoce como ‘régimen fiscal’ a la regulación y a los términos que se establecen en los contratos –sujeto al acuerdo de voluntades de las partes– sobre las prestaciones que obtendrá el Estado derivado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. En este sentido, los términos fiscales para

los contratos a los que se refiere la Ley [...] no tienen la naturaleza de contribuciones, sino de contraprestaciones contractuales con mecanismos para su determinación.⁶²

Estas afirmaciones son falsas desde un punto de vista fáctico y, en todo caso, claramente contrarias al derecho constitucional mexicano. El que el gobierno de Peña Nieto haya insistido en que un régimen fiscal petrolero no tiene nada que ver con los poderes impositivos soberanos ya que “se trata de una relación de naturaleza contractual entre el Estado mexicano y el contratista”⁶³ no le confiere validez jurídica alguna a esta absurda proposición. No obstante, la reestructuración unilateral de los contratos petroleros existentes otorgados al amparo de estas premisas legales entre 2014 y 2017 no luce como una opción aconsejable, ya que con toda seguridad desencadenaría enormes arbitrajes internacionales contra México, acarreando serios riesgos para el país.

Esto se debe a que las empresas extranjeras que detentan tales contratos argumentarían que el contenido de la exposición de motivos de la Ley de Ingresos de Hidrocarburos y las declaraciones de altos funcionarios del gobierno de México de similar tenor los indujeron a invertir en el sector petrolero mexicano, lo cual habría engendrado ciertas obligaciones internacionales para el Estado mexicano –ya sea bajo tratados bilaterales o multilaterales de inversión⁶⁴ o el Tratado de Libre Comercio para América del Norte (TLCAN), transformado subsecuentemente en el Tratado México, Estados Unidos y Canadá (TMEC)– que no pueden soslayarse sobre la base del ordenamiento jurídico interno del país.⁶⁵

⁶² Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 2014, 5.

⁶³ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 2014, 7.

⁶⁴ México es parte contratante en 46 tratados bilaterales o multilaterales de inversión actualmente en vigor, incluyendo el TMEC (UNCTAD n.d.).

⁶⁵ Naciones Unidas 2001, artículo 3: “La calificación del hecho del Estado como internacionalmente ilícito se rige por el derecho internacional. Tal calificación no es afectada por la calificación del mismo hecho como lícito por el derecho interno”.

Pero la reestructuración negociada de los contratos petroleros existentes no plantea riesgos de esta naturaleza, y la manera más eficiente y segura de convencer a los inversionistas actuales de entablar negociaciones consiste en hacer de ello un requisito para participar en nuevas licitaciones, idealmente de áreas más prospectivas.

BIBLIOGRAFÍA

- ANGELIER, Jean-Pierre. 1976. *La Rente pétrolière: éléments pour une interprétation théorique de la structure des prix des produits de l'industrie pétrolière*. París: Centre national de la recherche scientifique.
- Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (Amexhi), 2019. “Vamos Bien. Resultados y perspectivas de los contratos petroleros”. <https://www.amexhi.org/wp-content/uploads/2019/12/271119-vamos-bien.pdf> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- BERMAN, Matthew. 2006. *Changing Alaska's Oil and Gas Production Taxes: Issues and Consequences*. Anchorage: Institute of Social and Economic Research, University of Alaska, Anchorage. https://iseralaska.org/static/legacy_publication_links/Bermanoilfinal.pdf
- Black & Veatch Corporation. 2013. *Alaska North Slope Royalty Study Prepared for the State of Alaska*. Kansas City: Black & Veatch Corporation. https://dnr.alaska.gov/commis/priorities/alaska_lng/royalty_study.pdf
- BOUÉ, Juan Carlos con Edgar JONES. 2007. *A Question of Rigs, of Rules, or of Rigging the Rules Upstream Profits and Taxes in us Gulf Offshore Oil and Gas*. Oxford: Oxford University Press.
- Bureau of Energy Management (BOEM). n.d. “*Gulf of Mexico Oil and Gas Lease Offerings*”. <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/about-boem/Swiler-Table-GOM-Oil-Gas-Lease-Offerings.pdf> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- CHANDLER, John A.P. 2018. *Petroleum Resource Management. How Governments Manage Their Offshore Petroleum Resources (New Hori-*

- zons in Environmental and Energy Law Series*). Cheltenham: Edward Elgar.
- Comisión Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). n.d. “Sistema de información de hidrocarburos”. <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 1917 (última reforma de 2 de diciembre de 2024). Artículo 27. <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/CPEUM.pdf>
- Crytol Energy. 2018. *The us Gulf of Mexico Policy Initiatives: An Analysis of the Licensing and Fiscal Policies*. Washington D.C.: American Petroleum Institute. <https://www.api.org/-/media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Exploration/Offshore/The-US-Gulf-of-Mexico-Policy-Initiatives-Final-Crytol-Energy-14Apr19.pdf>
- FATTOUH, Bassam. 2008. “The History of Foreign Oil Companies in Libya”, *Oxford Energy Forum*, 73 (mayo): 5-9. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/02/OEF-73.pdf>
- Fundar Centro de Análisis e Investigación. 2022. *Balance y pendientes de la política energética del sexenio 2018-2024*. Ciudad de México: Fundar. <https://fundar.org.mx/publicaciones/a-medio-camino-balance-y-pendientes-de-la-politica-energetica-del-sexenio-2018-2024/>
- Gobierno de Brasil Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). n.d. a. “Rodadas ANP. Rodadas Concluídas. Concessão de Blocos Exploratórios. 5ª Rodada de Licitações de Blocos”. <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/5a-rodada-licitacoes-blocos> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- Gobierno de Brasil Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). n.d. b. “Resultados. Rodadas ANP. Rodadas Concluídas. Concessão de Blocos Exploratórios. 15ª Rodada de Licitações de Blocos”. <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos->

- exploratorios/15a-rodada-licitacoes-blocos/resultados (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- Gobierno de México. n.d. a. “Asociaciones”. <https://rondasmexico.gob.mx/esp/asociaciones/> (consulta del 16 de diciembre de 2024)
- Gobierno de México. n.d. b. “Asociaciones de Pemex 2016. CNH-Al-Trion/2016. Contrato de Licencia Libro Blanco”. <https://rondasmexico.gob.mx/esp/asociaciones/pemex-2016/cnh-al-trion2016/libro-blanco> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- Gobierno de México. n.d. c. “Rondas”. <https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- Gobierno de México. n.d. d. “Ronda 1. Aguas Profundas Cuarta Convocatoria. Licitación CNH-R01-L04/2015, Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”. <https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/ronda-1/cnh-r01-l042015/documentosde-la-licitaci%C3%B3n/bases-de-licitaci%C3%B3n/> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- Gobierno de México. n.d. e. “Ronda 2. Aguas Profundas. Cuarta Convocatoria. Licitación CNH-R02-L04/2017. Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Bases de Licitación”. https://rondasmexico.gob.mx/media/1052/bases_17-dic-15_r01l04-2015.pdf (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- Gobierno de México. n.d. f. “Ronda 2-Licitación 4 Área Contractual 6–Perdido”. <https://rondasmexico.gob.mx/media/2376/7.pdf> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- International Monetary Fund (IMF). IMF Data Portal. n.d. “International Financial Statistics”. <https://data.imf.org/?sk=4c514d48-b6ba-49ed-8ab9-52b0c1a0179b> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- JOHNSTON, David, Daniel JOHNSTON y Tony ROGERS. 2008. *International Petroleum Taxation*. Washington D.C.: Independent Petroleum Association of America (IPAA). <https://www.ipaa.org/wp-content/uploads/2017/01/InternatPetroTaxSupp.pdf>
- KLEMPERER, Paul y Ken BINMORE. 2002. “The Biggest Auction Ever: The Sale of the British 3G Telecom Licenses”. *Economic Journal*, 112: C1-C23. <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.297879>

- KRETZER, Ursula M.H. 1993. "Allocating Oil Leases: Overcapitalization in Licensing Systems Based on Size of Work Programme". *Resources Policy*, 19 (4): 299-311. [https://doi.org/10.1016/0301-4207\(93\)90042-L](https://doi.org/10.1016/0301-4207(93)90042-L)
- Lajous, Adrián. 2018. "Por una pausa en las subastas petroleras". *Nexos*, 23 de julio de 2018. <https://www.nexos.com.mx/?p=38672>
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se Reforman, Adicionan y Derogan Diversas Disposiciones de la Ley Federal de Derechos y la Ley de Coordinación Fiscal. Iniciativa de decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. 2014. http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2014/04/asun_3111128_20140430_1398878742.pdf
- LUND, Diderik. 2011. "Neutrality of the Resource Super Profits Tax". *Australian Economic Review*, 44 (3): 233-38. <https://doi.org/10.1111/j.1467-8462.2011.00645.x>
- MARITZ, Athol. 2003. *Work Program Bidding in Australia's Upstream Oil and Gas Industry*, 1985-99. ABARE eReport 03.14. Canberra: Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics (ABARE).
- MCBEATH, Jerry, Matthew BERMAN, Jonathan ROSENBERG y Mary F. EHRLANDER, 2008. *The Political Economy of Oil in Alaska: Multinationals vs. the State*. Boulder: Lynne Rienner Publishers.
- MEAD, Walter. 1993. "Oil and Gas Leasing Policy Alternatives". En *The Environment of Oil*, edición de Richard D. Gilbert, 215-60. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- MEYER, Lorenzo. 2015. "Felipe Calderón o el infortunio de una transición". *Foro Internacional*, 219, LV, (1): 16-44. <https://doi.org/10.24201/fi.v55i1.2261>
- MOMMER, Bernard. 2002. *Global Oil and the Nation State*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Naciones Unidas. 2001. Proyecto de Artículos sobre Responsabilidad del Estado por Hechos Internacionalmente Ilícitos. Nueva York: United Nations. https://www.iri.edu.ar/publicaciones_iri/manual/responsabilidad/Proyecto%20de%20Art%EDculos%20sobre%20RESPONSABILIDAD%20DEL%20ESTADO%20POR%20HECHOS%20INTERNACIONALMENTE%20IL%20CITOS.pdf

- PICKENS JR., Thomas Boone. 1987. *Boone*. Londres: Hodder & Stoughton.
- República Bolivariana de Venezuela. 1995. “Acuerdo mediante el cual se Autoriza la Celebración de los Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de Nuevas Áreas y la Producción de Hidrocarburos bajo el Esquema de Ganancias Compartidas”. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, No. 35.754, 17 de julio de 1995.
- RODRÍGUEZ PADILLA, Víctor. 2018. *Reforma energética en México. Minimizar al Estado para maximizar los negocios privados*. México: Cámara de Diputados de la LXIII Legislatura. <https://energia.org.mx/wp-content/uploads/2018/05/reforma-energetica-13072016.pdf>
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). 2017. “Comunicado No. 237. Se establecen los valores mínimos y máximos para las variables de adjudicación de la cuarta convocatoria de la Ronda 2”. SHCP, 21 de noviembre de 2017. <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>
- STOCKING, George W. 1971. *Middle East Oil A Study in Political and Economic Controversy*. London: Allen Lane.
- SVENSSON, Bent y Pedro VAN MEURS. 2001. *Petroleum Fiscal Issues and Policies for Fluctuating Oil Prices in Vietnam ESM236*. Washington, D.C.: The International Bank for Reconstruction and Development (IBRD), The World Bank, UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP). <https://documents1.worldbank.org/curated/en/674121468780346937/pdf/multi0page.pdf>
- Texaco, Humble, Union Oil, Mobil y Shell (THUMS). 1963. *Drilling and Operating Contract (Long Beach Harbour Department Tidelands Parcel), dated September 16, 1963*.
- TORDO, Silvana. 2007. *Fiscal Systems for Hydrocarbons. Design Issues*. World Bank Working Paper 123. Washington, D.C., The World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/es/855361468314045189/pdf/409020PAPER0FilC0disclosed0Sept0181.pdf>

- TORDO, Silvana, Daniel JOHNSTON y David JOHNSTON. 2010. *Petroleum Exploration and Production Rights. Allocation Strategies and Design Issues*. World Bank Working Paper 179, 51840. Washington, D.C.: The World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/785881468336848695/pdf/518400PUB0REPL101Official0use0Only1.pdf>
- United Nations Trade and Development (UNCTAD). n.d. Investment Policy Hub. International Investment Agreements Navigator. Mexico. <https://investmentpolicy.unctad.org/international-investment-agreements/countries/136/mexico> (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- United States Senate. 1952. *The International Petroleum Cartel: Staff Report to the Federal Trade Commission Submitted to the Subcommittee on Monopoly of the Select Committee on Small Business*. Washington D.C.: Government Printing Office.
- United States Energy Information Administration (EIA). n.d. "Petroleum & Other Liquids. Spot Prices". https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm (consulta del 16 de diciembre de 2024).
- VAN MEURS, Pedro. 2001. *Maximizing the Value of Government Revenues from Upstream Petroleum Arrangements Under High Oil Prices. A Discussion Document*. Nassau: Van Meurs Corporation. <https://app.vanmeursenergy.com/documents/free/80080003.pdf>
- VAN MEURS, Pedro. 2014. *Comments on the Proposed Hydrocarbons Revenue Law for Mexico*. 2 de junio de 2014. Nassau: Van Meurs Corporation. <https://app.vanmeursenergy.com/documents/free/63201002.pdf>
- WERNER, M.R. y John STARR. 1961. *The Teapot Dome Scandal: An Account of the Teapot Dome Scandal, Involving Principally Albert B. Fall, Harry F. Sinclair, and Edward L. Doheny*. Londres: Cassell.
- ZHANG, Lei. 1997. "Neutrality and Efficiency of Petroleum Revenue Tax: A Theoretical Assessment". *The Economic Journal*, 107 (443): 1106–20.

