

Observatorio Económico

México

Producción compartida de petróleo: una estimación de los ingresos públicos adicionales hasta 2018

29 de noviembre de 2013

Análisis Económico

México

Arnulfo Rodríguez
arnulfo.rodriguez@bbva.com

- Asumiendo que la producción petrolera aumentara gradualmente hasta alcanzar 500 mil barriles diarios adicionales en 2018 y que estos se produjeran bajo contratos de producción compartida, los ingresos públicos aumentarían en 22 mil 156 millones de dólares durante el periodo 2015-2018 con costos de inversión incurridos únicamente por las empresas petroleras privadas.
- Estos resultados suponen un contrato de producción compartida con las siguientes características: i) precio promedio del barril de la mezcla mexicana de petróleo de 100 dólares; ii) 0% de regalías; iii) petróleo para la recuperación de costos de un tercio de la producción bruta después de regalías; iv) repartición en partes iguales del petróleo de utilidad y; v) tasa del impuesto sobre la renta (ISR) de 30%. Adicionalmente, se asumió que la producción de petróleo adicional se daría con 200 mil, 300 mil, 400 mil y 500 mil barriles diarios en 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.
- Con base en los supuestos anteriores, los flujos se distribuirían de la siguiente manera: 65% para el gobierno y 35% para las empresas petroleras privadas. Asimismo, el valor absoluto de estos flujos para ambas partes podrían aumentar si, *ceteris paribus*, la tasa del ISR bajara a 20% y se cobraran regalías de 10% de la producción bruta.
- Dadas las dificultades para la extracción del petróleo en yacimientos no convencionales o en aguas profundas, la asignación de estos contratos debe de estar regida bajo criterios de eficiencia operativa con la finalidad de fortalecer los ingresos del gobierno; por ejemplo, si el petróleo para la recuperación de costos se redujera a un décimo de la producción bruta después de regalías, entonces estos ingresos aumentarían en 29 mil 911 millones de dólares durante el periodo 2015-2018.
- Los contratos de producción compartida, a diferencia de los de utilidad compartida, al ofrecer flexibilidad comercial y costos de operación bajo un control único podrían resultar más atractivos para la toma de riesgos por parte de las empresas petroleras privadas. Por lo tanto, Pemex tendría que definir en qué proyectos optaría por un tipo de contrato u otro, considerando también su interés por avanzar sobre la curva de aprendizaje para la extracción de petróleo de difícil acceso como el de lutitas (*shale*) y aguas profundas.
- Finalmente, en caso de ser aprobados los contratos de producción compartida, es importante que tanto el régimen fiscal como una escala deslizante (en la repartición del petróleo de utilidad) se utilicen para fomentar el desarrollo estratégico del sector petrolero vs. la maximización de la renta petrolera.

Los contratos de producción compartida

Si bien la propuesta de reforma energética del Ejecutivo Federal busca reformar la constitución política para permitir la participación privada en la exploración y extracción de hidrocarburos mediante contratos de utilidades compartidas, recientemente se ha mencionado la posibilidad de que esta incursión de los agentes privados también se haga a través de contratos de producción compartida.¹ Desde la perspectiva de las empresas petroleras privadas, estos contratos son más atractivos que los de utilidad compartida al ofrecerles flexibilidad comercial y el control exclusivo de los costos de operación. Asimismo, la implementación de los contratos de producción compartida sería más expedita al no estar sujetos a la aprobación de un consejo administrativo como en el caso de los contratos de utilidad compartida. Lo anterior resulta clave para la atracción del capital privado ya que la renta económica por la extracción de hidrocarburos tiene como antecedente la estadística de que un 90% de los proyectos de exploración no son exitosos.²

Bindemann (1999) define un contrato de producción compartida de la siguiente manera: i) el gobierno o su empresa petrolera y un contratista (una empresa o un consorcio de empresas petroleras privadas) son las partes que suscriben el contrato; ii) el contratista es el único que toma el riesgo de exploración y por lo general desarrolla por sí sólo el proyecto una vez que se haya dado el descubrimiento comercial; iii) independientemente de la rentabilidad del proyecto, el contratista paga regalías (en efectivo o en especie) al gobierno una vez que la producción haya iniciado; iv) el contratista recupera algunos de sus costos con un porcentaje de la producción bruta después de regalías;³ v) el resto de la producción, el llamado petróleo de utilidad, se reparte en porcentajes acordados por ambas partes; y vi) finalmente, el contratista paga los impuestos correspondientes al petróleo de utilidad que se le haya asignado.

Con la intención de entender las implicaciones de ingresos para el gobierno ante la suscripción de contratos de producción compartida, se procedió a hacer un ejercicio numérico haciendo los siguientes supuestos:

1. El precio promedio del barril de la mezcla mexicana de petróleo en 100 dólares.
2. Sin cobro alguno de regalías.
3. El petróleo para la recuperación de costos (pprc) de un tercio de la producción bruta después de regalías.
4. La repartición en partes iguales del petróleo de utilidad ó 50/50.
5. La tasa del impuesto sobre la renta (ISR) de 30%.

Para ver la sensibilidad de los ingresos públicos, se modificaron alguno(s) de los supuestos anteriores y los resultados son los que se muestran en el siguiente cuadro:

¹ Ver artículo "Mexico oil reform could go beyond profit-sharing contracts -lawmakers," Dave Graham y Miguel Gutierrez, Reuters, 5 de noviembre de 2013.

² Johnston (1994) señala que ante esta situación los márgenes de ganancia en la industria petrolera deben ser lo suficientemente amplios.

³ Por lo general el porcentaje de petróleo para la recuperación de los costos se incrementa en la medida que la extracción del mismo se dificulta. Bindemann (1999) señala que la mayoría de los contratos tienen un límite de 50% de la producción bruta después de regalías para la recuperación de los costos.

Cuadro 1

Composición de los flujos de efectivo por la venta de un barril de petróleo en 100 dólares en diferentes contratos de producción compartida

Contrato	Regalías	Impuestos	Petróleo de utilidad del gobierno	Flujos del gobierno	Petróleo de utilidad de la empresa	Flujos netos de la empresa	Participación del gobierno en flujos (%)	Participación de la empresa en flujos (%)
Caso base	0	10	33.3	43.3	33.3	23.3	65	35
10% regalías	10	9	30	49	30	21	70	30
10% regalías, 50% pprc	10	6.8	22.5	39.3	22.5	15.8	71.4	28.6
20% ISR	0	6.7	33.3	40.0	33.3	26.7	60	40
40% ISR	0	13.3	33.3	46.7	33.3	20	70	30
20% ISR, 10% regalías	10	6	30	46	30	24	65.7	34.3
40% ISR, 10% regalías	10	12	30	52	30	18	74.3	25.7
40/60 utilidades	0	12	26.7	38.7	40	28	58	42
10% pprc	0	13.5	45	58.5	45	31.5	65	35
20% pprc	0	12	40	52	40	28	65	35
50% pprc	0	7.5	25	32.5	25	17.5	65	35

Fuente: BBVA Research

Del cuadro anterior se puede observar que los resultados del caso base señalan que el gobierno tomaría 43.3 dólares mientras que la empresa privada registraría 23.3 dólares por cada barril de petróleo vendido en 100 dólares. Estos flujos equivalen a una participación de 65% y 35% en el flujo total del proyecto, respectivamente. En ese mismo cuadro se presentan tres tipos de contrato cuyos flujos para ambas partes resultarían mayores que en el caso base: a) 20% de ISR, 10% de regalías; b) 10% pprc; y c) 20% pprc. Si bien las compañías privadas petroleras por lo general son renuentes a aceptar el pago de regalías bajo el argumento de que éstas solamente son fiscalmente deducibles y no constituyen un crédito fiscal en sus países de origen, la combinación de una menor tasa de ISR compensada con el cobro de regalías pudiera resultar ser una opción de ganar-ganar para ambas partes.⁴ Por su parte, los resultados asociados con los contratos de 10% y 20% de petróleo de recuperación de costos enfatizan de cierto modo que los ingresos del gobierno se fortalecerían cuando la asignación de los contratos de producción compartida se rigiera bajo criterios de eficiencia operativa.

Con base en los resultados del Cuadro 1, se hizo una estimación de los ingresos públicos adicionales asumiendo que la producción petrolera se incrementaría en 200 mil, 300 mil, 400 mil y 500 mil barriles diarios en 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente. De esta manera se alcanzaría la meta de producción petrolera de 3 millones de barriles diarios para 2018, la cual se encuentra contemplada en la propuesta de reforma energética del Ejecutivo Federal. Las estimaciones de los ingresos públicos adicionales se muestran en el siguiente cuadro:

⁴ La renuencia de las compañías al pago de regalías se discute en el artículo "The Oil and Gas Sector Revenue Sharing," 11 de octubre de 2011, disponible en <http://www.endofcrudeoil.com/2011/10/oil-and-gas-sector-revenue-sharing.html#ixzz2kGIUn00>

Cuadro 2

Ingresos públicos adicionales en diferentes contratos de producción compartida
(millones de dólares y participación porcentual en la producción petrolera de 2012)

	2015		2016		2017		2018		acumulado 2015-2018	
	Ingreso	Part. (%)	Ingreso	Part. (%)						
Caso base	3163.3	3.3	4758.0	5.0	6326.7	6.7	7908.3	8.3	22156.3	23.3
10% regalías	3577.0	3.8	5380.2	5.7	7154.0	7.5	8942.5	9.4	25053.7	26.4
10% regalías, 50% pprc	2865.3	3.0	4309.7	4.5	5730.5	6.0	7163.1	7.5	20068.5	21.1
20% ISR	2920.0	3.1	4392.0	4.6	5840.0	6.2	7300.0	7.7	20452.0	21.5
40% ISR	3406.7	3.6	5124.0	5.4	6813.3	7.2	8516.7	9.0	23860.7	25.1
20% ISR, 10% regalías	3358.0	3.5	5050.8	5.3	6716.0	7.1	8395.0	8.8	23519.8	24.8
40% ISR, 10% regalías	3796.0	4.0	5709.6	6.0	7592.0	8.0	9490.0	10.0	26587.6	28.0
40/60 utilidades	2822.7	3.0	4245.6	4.5	5645.3	5.9	7056.7	7.4	19770.3	20.8
10% pprc	4270.5	4.5	6423.3	6.8	8541.0	9.0	10676.3	11.2	29911.1	31.5
20% pprc	3796.0	4.0	5709.6	6.0	7592.0	8.0	9490.0	10.0	26587.6	28.0
50% pprc	2372.5	2.5	3568.5	3.8	4745.0	5.0	5931.3	6.2	16617.3	17.5

Fuente: BBVA Research con datos del SIE

Del cuadro anterior se puede ver que, bajo los supuestos del caso base, los ingresos públicos aumentarían en 22 mil 156 millones de dólares durante el periodo 2015-2018. Es decir, estos ingresos adicionales representarían un 23.3% del valor de la producción petrolera de 2012. Asimismo, si el petróleo para la recuperación de costos se redujera a un décimo de la producción bruta después de regalías, entonces esos ingresos se incrementarían en 29 mil 911 millones de dólares durante dicho lapso o el equivalente a 31.5% del valor de la producción petrolera de 2012.

Conclusiones

La exploración y los menores márgenes de rentabilidad para el petróleo de difícil acceso como el de lutitas, depósitos marginales y aguas profundas implican una mayor toma de riesgos por parte de las compañías petroleras. La propuesta de reforma energética del Ejecutivo Federal de manera implícita reconoce que los tiempos del petróleo de fácil extracción están llegando a su fin y contempla cambios constitucionales para permitir la participación privada en la exploración y producción de hidrocarburos. En dicha propuesta se dio a conocer que la participación de la iniciativa privada se daría a través de contratos de utilidad compartida.

No obstante, otro tipo de contratos como los de producción compartida podrían resultar relativamente más atractivos para las compañías petroleras privadas. Desde el punto de vista de ellas, la falta de flexibilidad comercial, los riesgos de compartir los costos de operación y la aprobación de los proyectos por un consejo administrativo ponen claramente en desventaja a los contratos de utilidad compartida vs. los de producción compartida. Dado lo anterior, Pemex tendría que definir en qué proyectos optaría por un tipo de contrato u otro, considerando también su interés por avanzar sobre la curva de aprendizaje para la extracción de petróleo de difícil acceso como el de lutitas (*shale*) y aguas profundas.

Es importante mencionar que, en caso de ser aprobados los contratos de producción compartida, su éxito y contribución al crecimiento económico nacional dependerán tanto del régimen fiscal como de una escala deslizante (en la repartición del petróleo de utilidad) que busquen fomentar el desarrollo estratégico del sector petrolero vs. la maximización de la renta petrolera.

Referencias

Bindemann, K. (1999). "Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis." Oxford Institute for Energy Studies.

Johnston, D. (1994). "International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts." Pennwell Corp.

Junseog, Y. "Merits and Demerits of the Different Types of Petroleum Contracts." Disponible en https://www.knoc.co.kr/servlet/Download?num=6&fno=6&bid=DATA1&callback=/sub05/sub05_5_1.jsp&ses=USERSESSION

Aviso Legal

Este documento ha sido preparado por el Servicio de Estudios Económicos del Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) y del BBVA Bancomer S. A, Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer en su propio nombre y se facilita exclusivamente a efectos informativos. La información, opiniones, estimaciones y previsiones contenidas en este documento hacen referencia a su fecha específica y están sujetos a cambios que pueden producirse sin previo aviso en función de las fluctuaciones del mercado. La información, opiniones, estimaciones y previsiones contenidas en este documento están basadas en la información disponible al público obtenida a partir de fuentes consideradas fiables. No obstante, dichas informaciones no han sido objeto de verificación independiente por BBVA Bancomer, por lo que no se ofrece ninguna garantía, expresa ni implícita, en cuanto a su precisión, integridad o corrección. Este documento no constituye una oferta de venta ni una incitación a adquirir o disponer de interés alguno en valores.