

MÁS INGRESOS POR LA FAJA DEL ORINOCO UNA PROPUESTA

DESDE COMIENZOS del siglo XXI los ingresos petroleros han desempeñado un papel cada vez más central en el desarrollo económico de Venezuela, producto de incrementos sostenidos de la demanda y los precios del crudo en los mercados internacionales. Paradójicamente, la capacidad exportadora de petróleo ha disminuido durante el mismo lapso. Según cifras de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) Venezuela cuenta con las mayores reservas probadas de crudo del planeta y, sin embargo, es apenas el decimoprimer país productor. Se podría argumentar que el esquema fiscal implementado en Venezuela obedece a una tradicional política petrolera rentista, en detrimento de una visión de política petrolera como actividad productiva.

Hay que reconocer que el Estado venezolano ofreció diferentes bloques para el desarrollo de nuevos proyectos, entre los cuales se destaca la licitación Carabobo. Esta licitación tardó un plazo mayor que el esperado y Pdvsa tuvo que asumir uno de los bloques, pues no se recibieron propuestas. La falta de participación en esta ronda de licitación puede verse como un indicador de la forma como ha sido valorado el esquema fiscal por las empresas internacionales. Además, las mismas empresas que no hicieron ofertas por el bloque Carabobo 2 sí lo hicieron en zonas con riesgos exploratorios considerablemente superiores a los de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El régimen fiscal vigente no distingue entre proyectos según el tipo de petróleo: liviano, mediano, pesado o extra pesado. Esta visión limita la capacidad de acción del gobierno y la eficiencia de la recaudación de renta. El régimen tampoco distingue las diferentes etapas de desarrollo de los proyectos: impone sobre ellos la misma carga, independientemente de la etapa en la que se encuentren.

Una reforma del régimen fiscal petrolero venezolano permitiría incrementar las garantías para que los inversionistas desarrollen nuevos proyectos en la Faja Petrolífera del Orinoco y maximizar la captación de renta por parte del Estado, principalmente, mediante la introducción de un esquema de regalías variable, en sustitución de la regalía y el impuesto a ganancias súbitas.

Ignacio Fernández

El régimen fiscal petrolero es, además, muy discrecional, lo que repercute directamente en los procesos de decisiones de inversión de las empresas internacionales. Todas las empresas mixtas constituidas hasta la fecha para operar la Faja han recibido reducciones a la regalía y posibilidades de disminución de la base imponible y de la tasa de impuesto sobre la renta (ISLR). Estas reducciones en las obligaciones de los inversionistas resultaron de un proceso de decisión significativamente discrecional y pueden ser retiradas con la misma discrecionalidad.

Las recientes disminuciones de la inversión y la producción petrolera, y la posible contribución del régimen fiscal a estos acontecimientos, requieren evaluación. Mediante modelaciones de flujo de caja descontado es posible evaluar el régimen fiscal petrolero contemplado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos con

El régimen fiscal vigente no distingue entre proyectos según el tipo de petróleo: liviano, mediano, pesado o extra pesado. Esta visión limita la capacidad de acción del gobierno y la eficiencia de la recaudación de renta

sus sucesivas modificaciones. Con base en esta evaluación se presenta una propuesta de régimen fiscal alternativo que, simultáneamente, otorgue mayores garantías a las empresas mixtas y logre captar una mayor porción de la renta.

Renta y economía política del sector petrolero

La justificación de un régimen fiscal separado para el sector hidrocarburos está relacionada con el papel especial de la renta petrolera. La renta económica generada por el petróleo, propiedad del Estado, es vista como una óptima y legítima fuente de ingresos para el gobierno, en calidad de representante del Estado, pues todo propietario ha de reclamar su derecho a una contrapartida por el uso de su propiedad. De manera que los esquemas fiscales que captan exclusivamente la renta son neutrales, progresivos, estables y razonables desde el punto de vista social (Nakhle, 2008). Sin embargo, fijar esquemas fiscales sobre la base de la renta económica genera incentivos que no son eficientes, porque si el costo de producción aumenta, la renta económica disminuye y, por lo tanto, disminuye también la base imponible. En otras palabras, las empresas operadoras no se benefician de una mayor eficiencia operativa.

El sector petrolero tiene las siguientes características estructurales que influyen sobre la captación de renta por parte del Estado y, por ende, sobre la constitución, la credibilidad y la estabilidad de los marcos institucionales (y fiscales):

1. La extracción petrolera requiere grandes inversiones específicas, que difícilmente tienen usos alternativos y, por lo tanto, generan cuasirentas. Como los activos empleados son muy específicos y no tienen usos alternativos resulta complejo calcular la magnitud de las cuasirentas, y por lo tanto, se dificulta distinguir entre el retorno del activo empleado y la renta correspondiente al propietario del recurso.

2. Los proyectos petroleros están sujetos a riesgos geológicos en las fases tempranas; mientras que, en las fases de desarrollo y producción, los riesgos se reducen considerablemente. Así, al inicio de un proyecto, el gobierno tiene incentivos para generar un esquema fiscal atractivo para las empresas; pero, luego de que el proyecto haya superado las fases iniciales y esté en pleno desarrollo productivo, el gobierno puede percibir un cambio en los incentivos que le incita a renegociar el contrato.

3. El precio del petróleo ha sido muy volátil, especialmente desde los años setenta. La volatilidad del precio hace a su vez que la rentabilidad de los proyectos sea volátil, lo que dificulta el establecimiento de mecanismos para una participación adecuada del Estado en el negocio petrolero.

4. Los proyectos petroleros son de largo plazo y trascienden los ciclos políticos, especialmente en regímenes democráticos. Por ello, los esquemas institucionales diseñados para el sector deberán ser suficientemente sólidos para sobrevivir diferentes gestiones de gobierno (Monaldi, 2010).

Los incentivos han sido los principales motores de la renegociación de contratos y expropiaciones, tanto en Venezuela como en el resto del mundo. Las renegociaciones se producen en presencia de incentivos poderosos derivados de la interacción de las características intrínsecas de la industria petrolera con la presencia de esquemas institucionales débiles y deficientes para captar renta.

La falta de progresividad en los diferentes esquemas fiscales ha dejado al Estado venezolano con una participación relativamente menor de los ingresos petroleros en épocas de precios altos, lo que motiva los procesos de renegociación y expropiación. La falta de progresividad ha originado renegociaciones en países tan diversos como Gran Bretaña, China, Canadá y Rusia (Monaldi y Manzano, 2010).

En 2001, debido a la poca progresividad (especialmente en el caso de las asociaciones estratégicas), la complejidad del régimen fiscal petrolero y el hecho de que este se basaba mayoritariamente en el pago del ISLR, se emprendió una reforma del régimen fiscal para simplificarlo y estabilizar los ingresos del Estado. Esta reforma se tradujo en la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001, que estableció un único esquema fiscal para todos los proyectos petroleros en Venezuela. Pero este esquema fiscal resultó regresivo y no logró incrementar la captación de renta, en pleno auge de precios del petróleo. Debido a esta situación, el gobierno venezolano implementó sucesivos cambios para mejorar la captación de renta en escenarios de precios altos, mediante impuestos a las ganancias súbitas («Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos», de 2008 y «Ley que crea Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos», de 2011), y también en escenarios de precios bajos (impuesto sombra e impuesto de extracción).

La evaluación de un proyecto de referencia

Se evalúa un proyecto de referencia de la Faja porque, según cifras de Petróleos de Venezuela (Pdvs), «Petróleo y Otros Datos Estadísticos 2007-2008», en esta región se ubican 133.426 millones de barriles de los 172.323 (77,4 por ciento) con que cuenta Venezuela como reservas probadas. Asimismo, los principales proyectos que ha licitado o negociado el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM) durante los últimos cinco años han estado concentrados en esta región. Finalmente, los proyectos de la Faja, en su mayoría, requieren mayores inversiones que los proyectos en áreas convencionales.

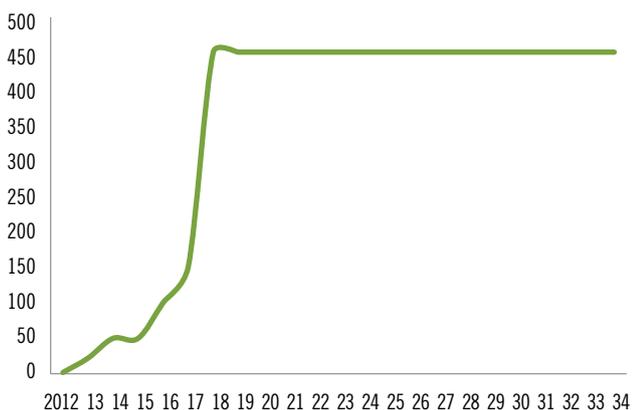
La mejor forma de evaluar un régimen fiscal petrolero consiste en aplicar el método de flujo de caja descontado para un proyecto de referencia, que muestre el impacto del régimen sobre los flujos del proyecto (Johnston, 2007). Se modela un proyecto de la Faja, que se corresponde con los proyectos puestos en marcha, manteniendo los requisitos de inversión de acuerdo con su envergadura. El proyecto se inicia con

producción temprana en 2012 y alcanza una producción de 450.000 barriles diarios al séptimo año (2018), coincidiendo con la entrada en operación de un mejorador de crudo, y al noveno año después de la firma del contrato. Se busca la capacidad de producción adecuada para emplear el mejorador a máxima capacidad desde su puesta en marcha. Esto quiere decir que la construcción de pozos, macollas y demás infraestructuras de producción se ejecuta tomando en cuenta el momento en que el mejorador de crudo entrará en operación.

Proyecto hipotético en la Faja Petrolífera del Orinoco

Producción, 2012-2034

(miles de barriles diarios)



Supuestos

(millones de dólares)

CPF total	3.025
Costo por pozo	2,9
Costo por macolla	6,8
Infraestructura producción en frío	936
Infraestructura enhanced recovery	1.698
Oleoductos conexión	650,3
Mejorador	10.000
Precio del petróleo	80 \$/barril

Inicialmente se calcularon los costos de capital y operativos de referencia, para un escenario de precios de 80 dólares por barril, con los siguientes supuestos. Se supone la construcción de tres instalaciones de procesamiento central (CPF; por sus siglas en inglés) con capacidad para procesar 50.000 barriles por día (una en 2014, una en 2016 y una en 2017) y tres CPF con capacidad para procesar 100.000 barriles por día (las tres en 2018). A lo largo del proyecto se requiere la construcción de 154 macollas para la producción en frío y la recuperación de 95 macollas para la producción en caliente. Cada macolla perfora doce pozos. Finalmente, la construcción del mejorador de crudo tarda cinco años y se invierte la mitad de su costo en el primer año de construcción (2013).

Los costos, junto con otra serie de variables, son decisivas referencias para el precio del petróleo en el mercado mundial, en el estricto sentido de señalar un piso por debajo del cual es improbable que caigan los precios. Entonces resulta lógico buscar la relación implícita que describen las

fluctuaciones en costos y precios (Baptista, 2012). Por ello se recurrió al documento elaborado por Pedro van Meurs (2007) para el Departamento de Energía de la Provincia de Alberta, Canadá, que contiene una evaluación de la fluctuación de los costos de proyectos petroleros con respecto a variaciones en los precios del crudo. En este análisis se incluyen proyectos tipo en diferentes áreas, que compiten con las arenas bituminosas, entre las cuales se incluye un caso modelo para la Faja. De estos datos se infiere una relación entre variaciones de costos y precios para proyectos de la Faja específicamente.

Una vez obtenida la relación entre precios y costos se calcularon los costos para diferentes escenarios de precios: entre 20 y 200 dólares por barril, a razón de cinco dólares. Posteriormente se calculó el costo unitario por barril de petróleo producido y el valor presente neto de las regalías recaudadas, para lo cual se utilizó un factor de descuento del diez por ciento, que podría considerarse la tasa de descuento del Estado venezolano. Si bien la elección de la tasa de descuento puede parecer arbitraria, la tasa de descuento del Estado tiene que ser inferior a la tasa en que se endeuda el gobierno, la cual está alrededor de trece por ciento en dólares. Si el Estado fuera indiferente a la distribución temporal de los flujos, entonces la tasa de descuento debería ser igual a la inflación anual del dólar internacional (aproximadamente tres por ciento). Considerando que Venezuela es un país en desarrollo con importantes necesidades de inversión, se considera que un diez por ciento es adecuado para este análisis.

Se supone que no hay financiamiento para cubrir los costos de inversión en infraestructura y que, además, estos costos serán asumidos de acuerdo con la evolución y las necesidades del proyecto; es decir, para cuando se logre una producción de 50.000 barriles diarios, se tendrá construido y en funcionamiento una CPF de 50.000 barriles diarios. Una vez obtenidos los flujos de caja por período se calcula la utilidad neta de cada período, considerando las características de cada uno de los regímenes fiscales que se van evaluar, y finalmente se calcula la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto una vez descontadas todas las obligaciones fiscales.

Una propuesta para la Faja Petrolífera del Orinoco

La propuesta está compuesta por dos instrumentos fiscales: una regalía variable y el ISLR. El ISLR se mantiene en 50 por ciento, tal cual está establecido actualmente. La tasa de regalía tiene un mínimo de 20 por ciento, como está contemplado actualmente en la Ley; sin embargo, deja de estar a discreción del Ministerio. Se estipula que las empresas recibirán una tasa interna de retorno del 17 por ciento, siempre y cuando la regalía no tenga que bajar del 20 por ciento.

La tasa de regalía es variable porque está calculada para captar la totalidad del beneficio adicional al 17 por ciento de retorno a la inversión que reciben las empresas mixtas. Además, se consideran tres etapas claramente diferenciadas para el proyecto:

1. Primera etapa: a partir del inicio del proyecto hasta la entrada en operación del mejorador. Durante esta etapa se debe hacer frente a más del 65 por ciento de los costos totales del proyecto y cerca del ochenta por ciento de los costos de capital. Al final de esta etapa se alcanza solo el diez por ciento de la producción. La regalía se fija en veinte por ciento.

2. Segunda etapa: a partir de la entrada en operación del mejorador hasta el inicio de la producción en caliente.

Regímenes fiscales de la industria petrolera en Venezuela

	Régimen 2001	Régimen 2008	Régimen 2011
Regalía	30 %	33 %	
Impuesto a las ganancias súbitas	No hay	Si el precio es mayor de \$70, la regalía es 50 % de la diferencia entre el precio y \$70 Si el precio supera los \$100, la regalía es 60 %.	Si el precio es mayor a \$50, la regalía es 20 % de la diferencia entre \$70 y \$50 Si el precio está entre \$70 y \$90, la regalía es 80 % de la diferencia entre el precio y \$70 Si el precio está entre \$90 y \$100, la regalía es 90 % de la diferencia entre el precio y \$90 Si el precio supera los \$100, la regalía es 95% de la diferencia entre el precio y \$100
Impuesto sobre la renta	50 %		
Impuesto sombra	No hay	Recaudación mínima del Estado de 50 % de los ingresos totales	

Fuentes: Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001, Ley de Contribución Especial Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos de 2008 y Ley que Crea Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos de 2011. Se considera que los impuestos adicionales son marginales y no afectan sustancialmente la rentabilidad de los proyectos. No se consideran exenciones de ningún tipo, a pesar de que se han prometido para los nuevos proyectos de la Faja. No se consideran porque son otorgadas y removidas a discreción del MPPPM.

Durante esta etapa se ha alcanzado el máximo nivel de producción diaria del proyecto y se paga el veinte por ciento restante de los costos de capital. Se calcula la tasa de regalía considerando que el flujo de caja negativo, acumulado por la empresa mixta durante la primera etapa, es recuperado hasta en un setenta por ciento, siempre y cuando la regalía no baje del veinte por ciento.

3. Tercera etapa: a partir del inicio de la producción en caliente. Durante esta etapa la tasa de regalía se calcula considerando que la empresa mixta recupera el flujo de caja negativo acumulado restante, siempre y cuando la regalía no baje del veinte por ciento.

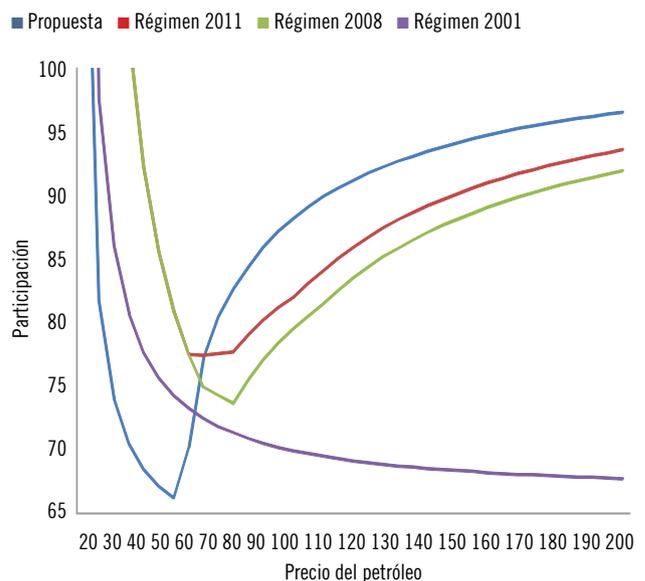
Una tasa de regalía de veinte por ciento en las tres etapas del proyecto significa que a ese precio se logra una TIR para las empresas mixtas menor o igual a 17 por ciento.

Comparación de cuatro regímenes

En lo que respecta a la participación del gobierno en las ganancias netas (*government take*), el régimen fiscal petrolero de 2001 es regresivo: el Estado pierde participación en la medida en que aumenta la rentabilidad de los proyectos. Los regímenes de 2008 y 2011 se hacen más regresivos a precios bajos que el régimen de 2001 y más progresivos a precios altos. Esto se debe al efecto cruzado del impuesto sombra, por un lado, y de los sucesivos impuestos a las ganancias súbitas. Finalmente, la propuesta de régimen fiscal alternativo logra una mayor progresividad, a precios bajos y altos, con una participación superior a la de los regímenes implementados en Venezuela a casi todos los precios y mayor economía de los proyectos a precios bajos.

Participación del gobierno en las ganancias netas

(precio del petróleo en dólares por barril y participación en porcentajes)

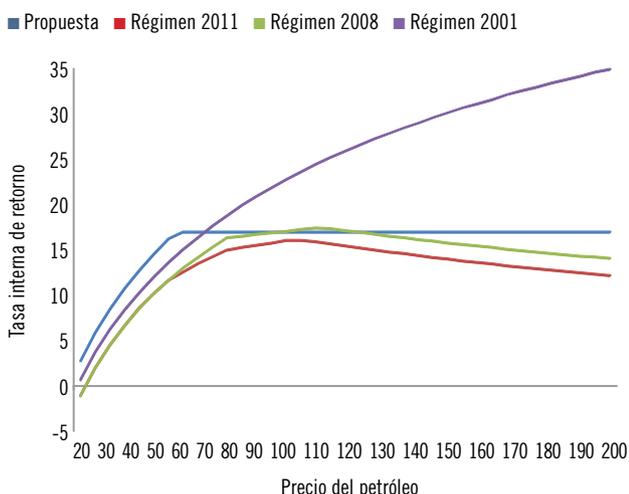


En segundo lugar se encuentra el retorno para las empresas mixtas en los diferentes esquemas fiscales evaluados. La TIR del proyecto de referencia para el régimen 2001 aumenta progresivamente con los incrementos de la rentabilidad. Esto se relaciona directamente con la regresividad mostrada en la participación del gobierno. En los esquemas fiscales de

2008 y 2011, la TIR de los proyectos crece progresivamente con respecto a la rentabilidad del proyecto; sin embargo, al alcanzar precios de 95 y 100 dólares por barril respectivamente, la correlación entre la rentabilidad del negocio y la TIR empieza a ser negativa. Finalmente, salvo en escenarios de precios cercanos a los cien dólares, la TIR de 17 por ciento (ofrecida por la propuesta de régimen alternativo) es consistentemente superior a las resultantes con los regímenes de 2008 y 2011. De hecho, en el régimen de 2011, los proyectos nunca alcanzan una TIR de 17 por ciento.

Tasa interna de retorno

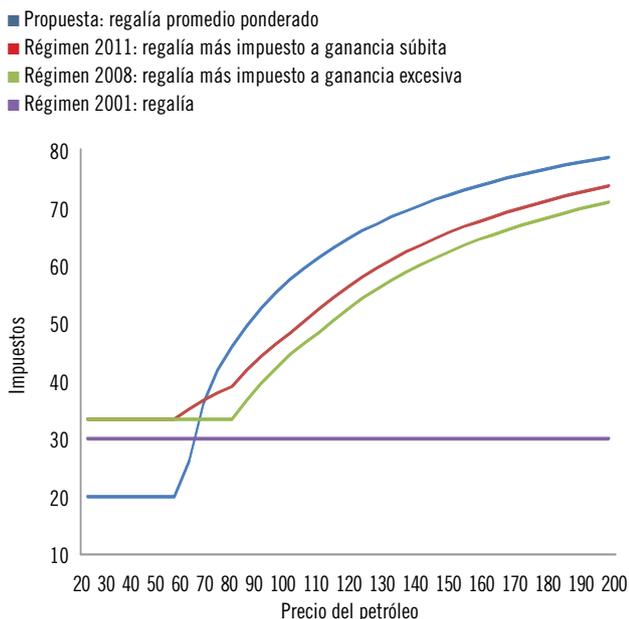
(tasa en porcentajes y precio del petróleo en dólares por barril)



La tasa implícita de impuestos a los ingresos pondera la tasa de regalía de los regímenes de 2008 y 2011 con la implantación del llamado impuesto a las ganancias súbitas. Así se obtiene la tasa ponderada resultante para cada precio. En el caso de la propuesta de régimen alternativo se utiliza la tasa de regalía correspondiente a cada precio. El régimen propuesto resulta más progresivo a precios bajos y altos.

Tasa implícita de impuestos

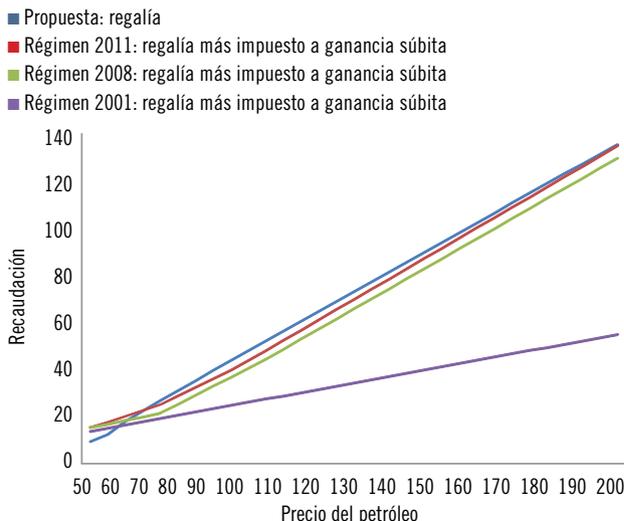
(impuestos en porcentajes y precio del petróleo en dólares por barril)



La propuesta de régimen alternativo recauda un valor mayor en regalías a lo largo de la vida del proyecto, en comparación con los demás regímenes evaluados. Para el cálculo del valor presente neto se utilizó una tasa de descuento de diez por ciento, que puede ser considerada la tasa de descuento del Estado venezolano.

Recaudación del gobierno

(valor presente neto de la recaudación en miles de millones de dólares)



Más renta, más producción, menos discrecionalidad

El régimen petrolero actual está diseñado con el objetivo de maximizar la recaudación de ingresos petroleros del Estado. Sin embargo, existe la posibilidad de implementar una forma de recaudación similar, aunque más eficiente, que simultáneamente otorgue mayores garantías a las empresas (reduciendo discrecionalidad) y logre recaudar una renta mayor para el Estado.

El impuesto a las ganancias súbitas, tanto el de 2008 como el de 2011, termina reduciendo la ganancia de las empresas mixtas en la medida en que los proyectos se van haciendo más rentables, lo que es contraintuitivo y hace que Venezuela pierda competitividad internacional con respecto a otras áreas petroleras del mundo.

El 28 de enero de 2013 el ministro para Petróleo y Minería, Rafael Ramírez, dio a conocer una propuesta de reforma a la Ley de Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes, orientada principalmente a reducir la carga fiscal de las empresas mixtas. Se realizaron modelaciones con estos cambios y se corroboró un incremento en la TIR de los proyectos, así como una reducción en la recaudación. En todo caso, el modelo propuesto resulta más eficiente, dado que puede ofrecer una TIR mayor y al mismo tiempo lograr mayor captación de renta por parte del Estado.

El impuesto sombra solo se hace efectivo en etapas tempranas de los proyectos y a precios bajos; es decir, cuando los proyectos están en las fases en las que las empresas deben afrontar más del 80 por ciento de los costos de capital, más del 65 por ciento de los costos totales del proyecto y apenas se genera menos del 10 por ciento de la producción. En estas etapas los proyectos generan flujos negativos. Esto, además, repercute sobre la extensión del plazo de recuperación de las inversiones por parte de las empresas mixtas y aumenta el riesgo institucional implícito para los proyectos. En otras palabras, este impuesto recauda una porción muy pequeña

de la renta y en cambio afecta de manera importante la economía de los proyectos.

La propuesta de régimen alternativo combina las virtudes de un impuesto a la renta del recurso con la simplicidad administrativa de un régimen basado en regalías. En primer lugar, la propuesta consiste en implementar una tasa de regalía variable que sustituya tanto la regalía como el impuesto a las ganancias súbitas vigentes. La regalía variable se calcula con base en un cálculo de costos de la industria, que pudiera ser elaborado por un brazo del Ministerio de Petróleo y Minería, o por un grupo especial compuesto por el Ministerio y Pdvs.

La propuesta se refiere exclusivamente a proyectos de crudo extrapesado de la Faja. Se requieren análisis similares para determinar la conveniencia de establecer regímenes fiscales diferenciados para proyectos de petróleo liviano, petróleo mediano y pesado. La regalía varía en función de la rentabilidad de los proyectos y la etapa en la que se encuentra cada uno:

1. La rentabilidad de los proyectos varía en función de las fluctuaciones en el precio del crudo en los mercados internacionales, considerando las variaciones en los costos de producción derivadas de estas variaciones de precios.

2. Luego se divide cada proyecto petrolero en tres etapas claramente definidas, con tasas de regalía específicas para cada etapa.

En el caso estudiado se hizo una simulación de costos de un proyecto de referencia de la Faja. Una vez calculados los costos, la regalía se diseña para que nunca caiga por debajo de un veinte por ciento, permita una tasa máxima de retorno a la inversión de 17 por ciento (o la TIR que se quiera ofrecer) y capte el resto de los beneficios generados por los proyectos. Los proyectos en el Mar del Norte reciben una TIR de alrededor de quince por ciento, en Rusia reciben entre trece y veinte por ciento, y en Brasil cerca de un veinte por ciento (Goldsworthy y Zakharova, 2010).

El propósito es garantizar a las empresas un setenta por ciento de los flujos esperados durante la vida útil del proyecto para el momento en que se ejecuta la inversión de producción secundaria. En consecuencia, desde ese momento hasta el final del plazo del contrato, la empresa recibiría el treinta por ciento restante. Con esto se busca que las empresas mixtas mantengan el interés en realizar un desarrollo eficiente de los yacimientos.

La tasa de regalía se fija en relación con la estimación de costos que realiza el Ministerio, y que se cobra a la producción y no a las utilidades, manteniendo las virtudes de la regalía. Asimismo, las empresas eficientes que logren incurrir en costos inferiores a los estimados por el Ministerio gozarán de todo el beneficio generado por esta ganancia en eficiencia. Igualmente, si operan de una manera menos eficiente y por lo tanto incurren en costos superiores a los esperados, estos costos serán completamente asumidos por la empresa mixta.

Existen importantes implicaciones de economía política que se derivan de este enfoque. Si bien es cierto que sería

una oportunidad contar con un régimen fiscal más eficiente, que crea condiciones más confiables para la constitución de nuevos proyectos, también es cierto que ese cobro más eficiente depende de un cálculo de costos realizado *ex-ante*. Existe la posibilidad de que el grupo de funcionarios encargados de este cálculo pueda ser «capturado» para realizar sobre o subestimaciones, que reduzcan la eficiencia en la captación de renta por parte del Estado.

Es posible diseñar un mecanismo de licitación que genere incentivos a las empresas para revelar su estructura de costos, de manera que se reduzca la posibilidad de «captura» de

El impuesto a las ganancias súbitas, tanto el de 2008 como el de 2011, termina reduciendo la ganancia de las empresas mixtas en la medida en que los proyectos se van haciendo más rentables, lo que es contraintuitivo y hace que Venezuela pierda competitividad internacional con respecto a otras áreas petroleras del mundo

los funcionarios públicos encargados del diseño de la regalía. Se podría incorporar el criterio de estructura de costos a la licitación, otorgándole cierto peso, de manera que las empresas no solo compitan mediante los bonos y esquemas de financiamiento, sino también con respecto a su estructura de costos.

Un esquema como este aumentaría la renta captada por el Estado, no solo por el cobro más eficiente a cada proyecto petrolero sino también porque se otorgan garantías para la constitución de una mayor cantidad de proyectos. Asimismo, con este esquema se reduce considerablemente la discrecionalidad del régimen. ■

REFERENCIAS

- Baptista, A. (2012): «El precio del petróleo y la importancia de las fuerzas de la oferta». *Debates IESA*. Vol. XVII. Número 2.
- Goldsworthy, B. y D. Zakharova (2010): «Evaluation of the oil fiscal regime in Russia and proposals for reform». *IMF Working Paper*. WP/10/33. Washington: International Monetary Fund.
- Johnston, D. (2007): «How to evaluate the fiscal terms of oil contracts». M. Humphreys, J.D. Sachs y J.E. Stiglitz (eds.): *Escaping the resource curse*. Nueva York: Columbia University Press.
- Monaldi, F. (2010): «La economía política del petróleo y el gas en América Latina». B. Sorj y S. Fausto: *América Latina: transformaciones geopolíticas y democracia*. Buenos Aires: Siglo XXI Editores.
- Monaldi, F. y O. Manzano (2010): «The political economy of oil contract renegotiation in Venezuela». W. Hogan y F. Struzenegger (eds.): *The natural resources trap: private investment without public commitment*. Cambridge: MIT Press.
- Nakhle, C. (2008): *Petroleum taxation: sharing the oil wealth*. Londres: Routledge.
- Van Meurs, P. (2007): «Comparative analysis of fiscal terms for Alberta oil sands and international heavy and conventional oils». Consulting report. Edmonton: Alberta Department of Energy.



ESTRATEGIAS EN TIEMPOS DE TURBULENCIA

MICHAEL PENFOLD Y ROBERTO VAINRUB (editores)



0212-555.42.63 / 44.60
edies@iesa.edu.ve

Venezuela presenta uno de los más borrascosos históricos económicos del continente. Sin embargo, un grupo significativo de empresas no solo ha logrado navegar en medio de la turbulencia, sino también llegar a buen puerto. ¿Cómo lo hicieron? Este valioso compendio de investigaciones y ensayos divulgativos ayudará al lector a comprender no solo cómo hicieron las empresas para sobrevivir, sino incluso cómo un puñado de ellas logró destacarse en un mercado tan incierto y volátil como el venezolano.