

EL PETROLEO COMO NEGOCIO PRODUCTIVO

EN FAVOR DE UNA ORIENTACION PRODUCTIVA

La severa contracción de la demanda que siguió a la segunda escalada de precios le enseñó a los países de la OPEP que hay un máximo a la renta que se puede demandar por barril, el cual viene dado por la competencia, tanto con otras fuentes de energía como con el petróleo de otras regiones. Sobrepasar cierto nivel de renta tendrá como contraparte perder competitividad y mercados. Esta realidad forzó a la OPEP, y dentro de ella a Venezuela, a reducir los niveles de renta para recuperar mercados a partir de 1985, en lo que se puede señalar como el primer signo de un cambio de fondo en la política petrolera. La transición de una política petrolera de orientación rentista a una de orientación productora.

Tan importante como la lección que nos dio el mercado, señalando que la renta tiene un límite, es la toma de conciencia del potencial petrolero del país. El esfuerzo exploratorio después de la nacionalización reveló que, para cualquier consideración práctica, las reservas petroleras de Venezuela se pueden considerar infinitas al actual nivel de precios. Si se quieren desarrollar, la variable de ajuste deberá ser la renta. Esta es una diferencia fundamental entre una política de orientación rentista y una de orientación productora. En ésta la variable subordinada es la renta, en función de la rentabilidad del capital, en aquella la variable subordinada era la rentabilidad del capital fijándose la renta de antemano.

Si Venezuela quiere desarrollar sus inconmensurables reservas de petróleo en el largo plazo, deberá ajustar la renta, de forma tal de hacerlo competitivo con otras fuentes de energía y el petróleo de otras regiones. Esta es la lógica opuesta de la de los ideólogos del rentismo, los cuales, bajo la percepción de la escasez de reservas, planteaban maximizar la renta en el corto plazo, sin que fuera importante preservar la competitividad del petróleo en el largo plazo.

Por otro lado, los veinte años transcurridos desde la nacionalización, le han

permitido al país valorar la importancia de la industria petrolera en la actividad económica nacional. Tanto por el empleo que ella genera, como por los efectos multiplicadores de su actividad sobre el resto del aparato productivo, en buena parte debido a la política ex-profeso de integración a la industria nacional. PDVSA está más integrada al aparato productivo que el promedio del sector manufacturero nacional. Por otro lado está el potencial industrializador aguas abajo de la industria del petróleo y del gas hoy apenas explotado. Una política de orientación productiva debe intensificar la creación de valor en el sector petrolero mismo y en las actividades conexas horizontal y verticalmente.

Los veinte años transcurridos desde la nacionalización, la cual representó la culminación de la política de orientación rentista, han echado por tierra los dos pilares que le sirvieron de sustento: la finitud del recurso natural y el carácter extranjero de la industria. Además, el país en su conjunto, es muy diferente de aquel país agrícola y atrasado, temeroso de lo que podía significar, y significó, el petróleo en términos de transformación de la realidad. La expansión de la actividad petrolera y la industrialización del petróleo, son retos perfectamente al alcance de la Venezuela de hoy. El marco institucional se debe adaptar a esta nueva forma de entender la realidad petrolera.

Si la estatización fue la consecuencia lógica de la política petrolera de orientación rentista, la superación definitiva de esta política, en favor de una de orientación productiva, debe implicar que el Estado, en un proceso de transición, se retire de la actividad productiva petrolera y abra espacios crecientes a la inversión privada, en el contexto de un nuevo

Una política de orientación productiva debe intensificar la creación de valor en el sector petrolero mismo y en las actividades conexas horizontal y verticalmente

Ramón Espinasa

No se dispone de ningún instrumento que permita el movimiento gradual de la tasa impositiva efectiva, de acuerdo con la rentabilidad de los proyectos, la cual depende de las condiciones en las que se encuentra el recurso natural y de las circunstancias que tengan que ver con la relativa escasez del recurso a nivel mundial o por el descubrimiento de yacimientos de muy alta productividad natural

marco institucional que regule las actividades del sector.

Si la percepción ideológica que se va haciendo dominante es la de potenciar el desarrollo de la actividad industrial petrolera, el gran reto está en rehacer el marco institucional, para crear las condiciones para que se materialice esta nueva visión de la relación del petróleo con el resto de la economía. El marco institucional es el legado de una política dirigida en contra de la actividad productiva en función de maximizar la renta. Un marco institucional petrolero de vocación claramente productiva está todavía por hacerse. El nuevo contexto institucional debe permitir aprovechar el potencial de industrialización ocioso, dada la base de recursos y el relativamente bajo valor agregado en la industria del gas y del petróleo en el país.

La superación del rentismo en el petróleo, la valoración de la industria antes que la renta, ha de tener un importante efecto en la orientación de los valores de la economía en su conjunto. Si antes dijimos que la valoración de la renta antes que la producción, incidió en que la economía y la sociedad en su conjunto, se orientaran más a la redistribución que a la creación de riqueza, la redirección de la política petrolera hacia la producción, deberá tener un efecto inductor en la sociedad en su conjunto en esta dirección. La superación del rentismo en el petróleo conllevará la superación del rentismo en la economía como un todo.

UN PRIMER PASO

El cambio de política por parte de la OPEP y Venezuela a partir de 1986 se tra-

dujo, efectivamente, en un aumento de la demanda de crudo sobre los países de la OPEP.

Venezuela pudo responder al aumento en la demanda haciendo uso de su capacidad de producción ociosa, la cual se generó en la medida que se redujo voluntariamente la producción, a partir de 1982. Hacer uso de la capacidad ociosa, le permitió al país aumentar la producción, sin tener que aumentar proporcionalmente la inversión. Sin embargo, la capacidad ociosa se copó para 1990, cuando se aumentó drásticamente la producción para compensar la salida de Kuwait e Irak del mercado.

Se planteó así la necesidad de un plan que le permitiera a PDVSA aumentar la producción de acuerdo con la expansión de la demanda. Además, se requería de significativas inversiones para adecuar el plantel refinador nacional a restricciones ambientales más severas en nuestros principales mercados, mientras que la dieta de crudos a las refinerías se hace cada vez más pesada y ácida. Se hizo obvio enseguida que el flujo de caja de PDVSA era insuficiente para financiar las inversiones requeridas para alcanzar estos objetivos, dada la carga impositiva existente.

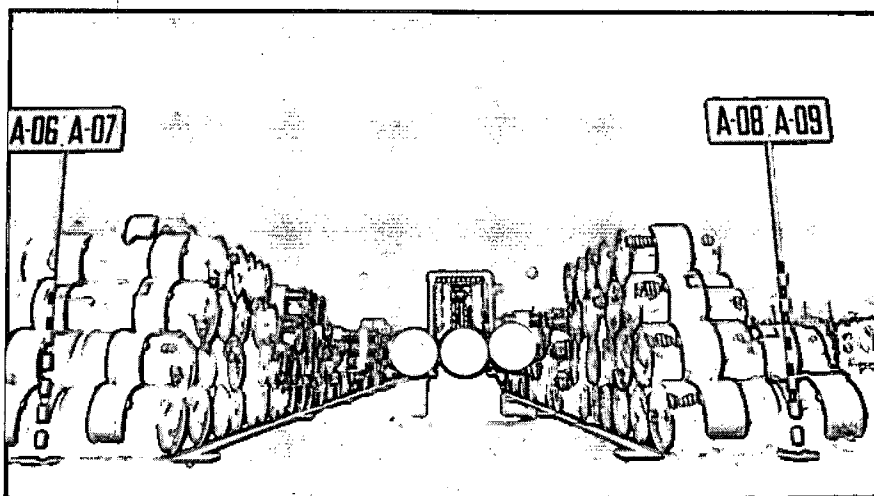
Esto dio pie a un importante debate en el cual, desde PDVSA se planteó la necesidad de eliminar el Valor Fiscal de Exportación (nombre que tomó después de la nacionalización el Precio de Referencia Fiscal). La eliminación de esta tasa,

la cual actuaba ampliando la base impositiva para la aplicación del ISLR, se argumentó, sería suficiente para generar los recursos necesarios para financiar la expansión en el nivel de actividad.

Bajo la presunción que se lograría acuerdo político en cuanto a la eliminación del VFE, PDVSA incurrió en un significativo endeudamiento entre 1990 y 1992, para financiar el inicio del programa de expansión con un horizonte de mediano plazo. Finalmente, el Congreso aprobó a mediados de 1993 una Ley para la reducción gradual, hasta la total eliminación en 1996, del VFE.

Como se había argumentado, con la reducción del VFE, PDVSA ha logrado autofinanciar su programa de aumento de la actividad sin aumentar su acervo de deuda a partir de 1993. De hecho, el acervo de deuda ha empezado a ser reducido a partir de 1994.

Con la supresión, por Ley, del VFE, el Estado venezolano pierde lo que fue un instrumento fundamental en la lucha por defender y aumentar la renta por barril a lo largo de la década de los sesenta. El Precio de Referencia Fiscal fue muy importante, en el sentido que desvinculó la renta exigida por el Estado del desarrollo real de los precios y así de las ganancias de las empresas productoras. Fue, sin duda, la más poderosa palanca para estrangular financieramente a las empresas concesionarias. Treinta años después de su creación, el Precio de Referencia



El cambio de orientación de política petrolera se está concretando por la vía de la excepción, en el contexto de un conjunto de leyes creadas con el propósito contrario al de la nueva orientación

Fiscal, hoy VFE, es eliminado por Ley.

Con la eliminación del VFE la contribución fiscal de PDVSA se constituye del pago de una regalía de 1/6 sobre la producción de crudo al precio de exportación, estipulada en la Ley de Hidrocarburos y del Impuesto Sobre la Renta a una tasa de 67.7%, con lo cual el Estado pierde su discrecionalidad para aumentar la tasa de impuesto efectiva por la vía de variar la tasa del VFE.

EL PROCESO DE APERTURA

La pérdida de discrecionalidad por parte del Estado para participar en las ganancias de PDVSA o, más genéricamente, del sector petrolero, da pie a una importante discusión. Supongamos que, por circunstancias que tengan que ver con la relativa escasez del recurso a nivel mundial o por el descubrimiento de yacimientos de muy alta productividad natural, las ganancias del sector petrolero se multiplicaran. El Estado, como propietario del recurso, tendría el derecho a reclamar una participación en dichas ganancias extraordinarias, más allá del pago de regalía de 1/6 y de la tasa de ISLR de 67.7%. Con la eliminación del VFE se ha perdido la potestad de aumentar la tasa efectiva de impuesto.

La anterior es una circunstancia no resuelta. Se esgrimió, para eliminar el VFE, la sobrecarga impositiva que él representaba, sin embargo no se previó qué hacer, si, por circunstancias que tienen que ver con la escasez o calidad del recurso natural, las ganancias fueran muy altas, por ejemplo respecto al capital invertido por las empresas operadoras, y el Estado, legítimamente, quisiera aumentar su participación fiscal. Dicha legitimidad, repetimos, viene dada por el hecho que, se supone que el aumento en las ganancias viene dado por circunstancias asociadas con la propiedad del recurso y no por aumentos en la productividad del capital. La reforma institucional del sector petrolero deberá atacar este tema.

En la dirección que va tomando la política petrolera nacional, orientada a estimular el desarrollo de la actividad

productiva, se ha dado otro importante paso institucional con la apertura de espacios a la inversión privada en el núcleo del negocio petrolero.

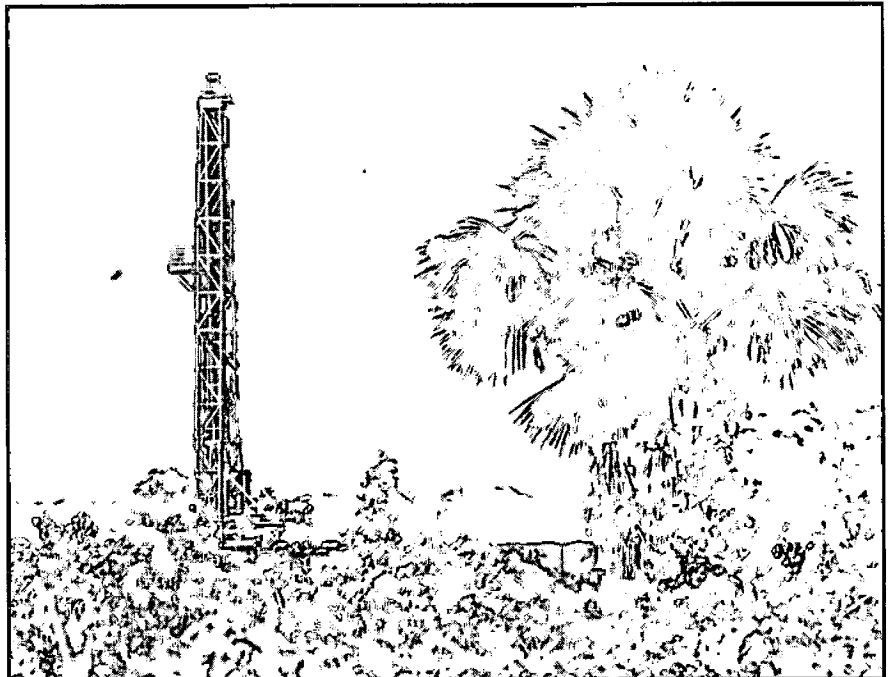
La apertura a la inversión privada, está tomando lugar aprovechando la ventana de oportunidad que brinda el andamiaje legal vigente. En particular, el Artículo 5o. de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos. Este artículo hace la provisión de entrada del capital privado en las actividades reservadas al Estado, bajo dos modalidades, la primera, es en la forma de empresas operadoras al servicio de la empresa estatal; la segunda, es en asociación con la empresa estatal, formando una empresa mixta, bajo control estatal. Las asociaciones entre empresas privadas y la estatal requieren de la aprobación del Congreso.

Bajo la modalidad de contratos operacionales, ya ha habido dos rondas licitatorias para la reactivación de 15 campos considerados marginales por las empresas filiales de PDVSA. Para las em-

presas operadoras resulta atractivo operar estos campos ya que tienen asegurado un pago por barril producido, con una fórmula de precios uno de cuyos componentes es el precio en el mercado internacional, y pagan un impuesto sobre las ganancias de 34%. Por el contrario, PDVSA debe pagar, de entrada, una regalía de 1/6 y después una tasa de impuesto sobre las ganancias de 67.7%. Lo cual hace las economías muy diferentes para una y otra empresa.

Al momento de escribir este ensayo hay 24 empresas privadas operando en campos considerados marginales por PDVSA, produciendo alrededor de 80 mbd de petróleo comercializados por las empresas filiales del holding estatal. Para materializar esta producción las empresas operadoras han invertido alrededor de \$ 800 millones entre 1994 y 1995.

Bajo la modalidad de inversión en asociación con filiales de PDVSA, el Congreso de la República aprobó el marco de referencia para tres proyectos en 1993. Dos para el desarrollo y procesamiento de unos 100 mbd cada uno, de crudos extrapesados de Faja Petrolífera del Orinoco y un tercero para la explotación



La estructura impositiva petrolera está llena de distorsiones, las cuales, artificialmente, hacen variar las rentabilidades relativas de los proyectos y hacen no óptima la asignación de recursos en el sector y, en última instancia, en la economía como un todo

y licuefacción de gas libre costa afuera. De los proyectos de la Faja, uno, la asociación entre MARAVEN y CONOCO, ya ha sido firmado para su ejecución, con una inversión estimada cercana a \$ 2000 millones.

En el mismo año 1993, para asegurar la rentabilidad comercial tanto de los proyectos para la explotación del crudo de la Faja, incluida la producción de Orimulsión por BITOR, filial de PDVSA, como del proyecto Cristobal Colón, el Congreso modificó la Ley de Impuesto Sobre la Renta, reduciendo la tasa de 67.7%, aplicable a la explotación y comercialización de todos los otros hidrocarburos, a 34%, aplicable a todas las demás actividades comerciales en el país.

La reducción a la mitad de la tasa de ISLR, de 67.7% a 34%, para asegurar la rentabilidad de estos proyectos, apunta de nuevo hacia la falta de un instrumento que permita ajustar gradualmente la distribución del excedente entre el Estado, dueño del recurso natural, y las empresas operadoras. De hecho, la Ley de Hidrocarburos contempla la posibilidad de reducir la tasa de regalía a fin de hacer rentable la explotación de crudos de baja economía. Sin embargo, el rango que representa en la carga impositiva la reducción a cero del pago de regalía es insuficiente para asegurar una rentabilidad mínima a estos proyectos.

Al mismo tiempo, y por el contrario, al modificar la Ley de ISLR y fijar la tasa para este tipo de proyectos al 34%, y asumirse un máximo de 1/6 para la tasa de regalía, el Estado queda sin instrumentos para participar en una eventual ganancia extraordinaria debida, por ejemplo, a una escasez relativa de crudo a nivel mundial.

De nuevo en este caso queda de manifiesto la rigidez de la estructura impositiva petrolera. Para asegurar la rentabilidad de la explotación y procesamiento de los crudos extrapesados o del gas libre, hay un salto discrecional muy significativo en la tasa de ISLR. No se dispone de ningún instrumento que permita el movimiento gradual de la tasa impositiva

efectiva, de acuerdo con la rentabilidad de los proyectos, la cual depende de las condiciones en las que se encuentra el recurso natural.

Finalmente, dentro del proceso de apertura a la inversión privada en el contexto legal vigente, el Congreso aprobó, en Julio de 1995, el marco de condiciones para convenios de asociación de exploración a riesgo y explotación mediante el esquema de ganancias compartidas en áreas nuevas.

El esquema consiste en la entrega de áreas semiexploradas a empresas privadas para su exploración a riesgo. En caso de éxito exploratorio, se formará una empresa mixta con una empresa filial de PDVSA, la cual podrá tener una participación máxima accionaria del 35%. Sin embargo, el Estado, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 5o. de la Ley que reserva al Estado la Explotación y Comercialización de los Hidrocarburos, mantendrá control de las actividades a través de un Comité de Control, en el cual la empresa estatal tendrá representación mayoritaria, indistintamente de su participación accionaria.

El otorgamiento de áreas tendrá lugar a través de un proceso licitatorio, en el cual las empresas privadas competirán, en base a la información geológica disponible, licitando un parámetro único, llamado Participación del Estado en las Ganancias (PEG). Este consiste en, cuánto de sus ganancias netas, después de pago de regalía e ISLR, a la tasa de 67.7%, están las empresas dispuestas a pagar al Estado, representado por PDVSA, por la explotación de las reservas a ser encontradas. La PEG, en el marco de condiciones aprobado por el Congreso, tiene una tasa máxima del 50%.

La PEG es una nueva figura impositiva, creada ad-hoc para los convenios de asociación de exploración a riesgo en

áreas de alta prospectividad, con el propósito de incrementar el margen a la participación del Estado en las ganancias extraordinarias que se puedan generar en la explotación de estas áreas. Ganancias extraordinarias en las que el Estado exige participación en su carácter de propietario de las reservas. La PEG abre un margen adicional de participación en las potenciales ganancias extraordinarias, más allá del que aseguran la regalía de 1/6, estipulada en la Ley de Hidrocarburos y de la tasa de ISLR de 67.7. En este caso, el Estado hace uso de una figura impositiva ad hoc para llenar el vacío que ha generado en el instrumental impositivo la eliminación del VFE, a fin de asegurar la participación fiscal en el caso de ganancias extraordinarias.

La representación del Estado como perceptor original de la PEG es asumida por PDVSA a través de una empresa filial, creada, entre otros, a tal fin, para, después, transferir los recursos provenientes de la PEG al Ministerio de Hacienda, a través de un mecanismo legal aún no definido. PDVSA asume, de facto, la representación del Estado en cuanto a propietario del recurso natural, rol que legalmente debe ser asumido por el MEM. Adicionalmente, la representación del Estado en el comité de control, es también asumida por PDVSA, rol que tradicionalmente ha sido asumido por el MEM como representante del propietario de las reservas.

EL MOSAICO REGULADOR

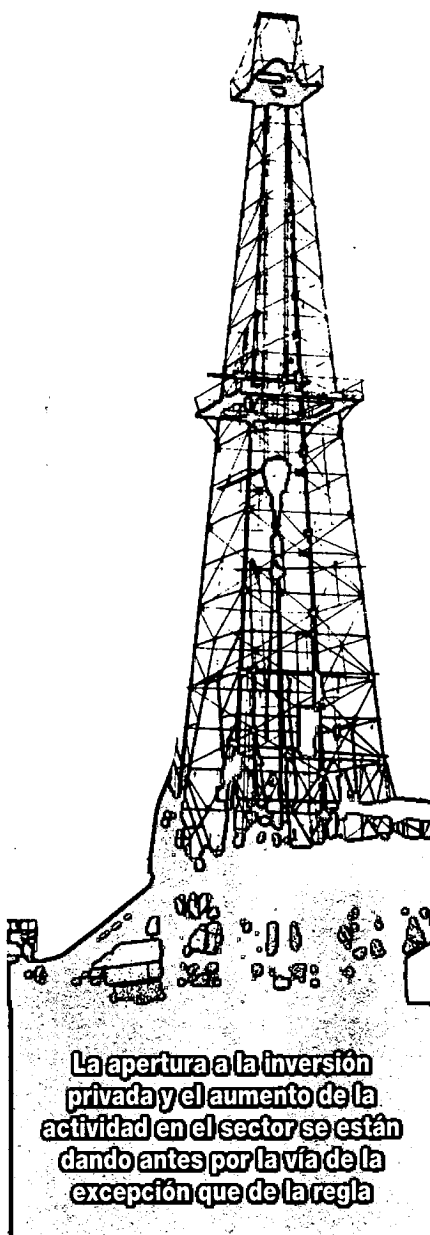
En síntesis, es así como tenemos una estructura fiscal y legal petrolera sumamente compleja, herencia de un proceso que tuvo como norte la maximización de la renta y que lo logró por la vía de obstaculizar la actividad productiva privada, hasta culminar en la estatización de la industria. Hoy, sobre este mismo marco institucional, se está implementando una política petrolera con un propósito muy diferente al de la política que le dio origen. Una política de orientación productiva, se está materializando sobre un marco institucional que responde a una polí-

tica de clara vocación rentista. El cambio de orientación de política petrolera se está concretando por la vía de la excepción, en el contexto de un conjunto de leyes creadas con el propósito contrario al de la nueva orientación.

En el plano impositivo, tenemos que, por un lado, las actividades de producción y comercio de los hidrocarburos pagan una tasa de ISLR de 67.7%, contemplado en la respectiva Ley, mientras que en la Ley de Hidrocarburos se contempla el pago de una Regalía de 1/6 de la producción. Es así como PDVSA tributa en forma consolidada de acuerdo con estos parámetros. Debe quedar claro de entrada, y sin mayor argumentación, que las actividades de comercialización y mercadeo doméstico de los hidrocarburos no son rentables, tomadas aisladamente, bajo estos parámetros tributarios, al actual nivel de precios, y tampoco lo serían a los precios alternos de exportación. Este es también el caso de las actividades de refinación, las cuales, consideradas aisladamente, no son económicas a una tasa de ISLR de 67.7%, si se tomaran en cuenta precios de transferencia internacionales de los insumos y los productos de las refinerías.

Las actividades de refinación y mercadeo doméstico son posibles hoy en el país tan solo en la medida que son asumidas por PDVSA, y ésta tributa en forma consolidada, con lo cual, las ganancias extraordinarias en el segmento de producción compensan las pérdidas en las actividades de refinación y mercadeo interno. El esquema impositivo actual niega, de hecho, la posibilidad de que operen rentablemente empresas públicas o privadas en forma aislada en los segmentos de refinación o mercadeo doméstico.

La apertura a la inversión privada en el segmento de producción se está dando por la vía de la excepción en el plano impositivo. Las empresas privadas que operan los campos inactivos, lo pueden hacer en forma económica porque, entre otras razones, están sometidas a una tasa impositiva del 34%. De la misma manera, para asegurar la rentabilidad de los



La apertura a la inversión privada y el aumento de la actividad en el sector se están dando antes por la vía de la excepción que de la regla

contratos de asociación para la explotación de crudos extrapesados y del gas natural, la tasa de ISLR aplicable a estas actividades es también de 34%, comparada con el 67.7% aplicable a la explotación del resto de los hidrocarburos. Finalmente, en las áreas de exploración a riesgo, pero de alta prospectividad, se introduce una figura ad-hoc, la PEG, para asegurar que el Estado participe del potencial ingreso extraordinario.

Tenemos así como, en el plano impositivo, en la producción de petróleo, conviven actividades que están sometidas a tasas de impuesto tan disímiles como 34% y 67.7%, mientras otras deben, además de pagar la tasa impositiva más alta, hacer participar al Estado de parte de sus ganancias netas. Esto después del pago de una regalía con una tasa

normal de 1/6. Por otro lado, las actividades de refinación y comercialización, con rentabilidades mucho menores a las de producción, si asumimos precios de transferencia internacionales, están sometidas a una tasa de ISLR de 67.7%, lo cual las hace no rentables. En conclusión, se puede afirmar que, la estructura impositiva petrolera está llena de distorsiones, las cuales, artificialmente, hacen variar las rentabilidades relativas de los proyectos y hacen no óptima la asignación de recursos en el sector y, en última instancia, en la economía como un todo.

En el plano legal, tenemos que la apertura del sector petrolero a la inversión privada se está dando en el contexto de tres leyes que reservan al Estado las actividades del sector. La que reserva la industria del gas, de 1971; la que reserva el mercado interno, de 1973; y la que reserva la industria y el comercio de los hidrocarburos, de 1975. Además, las actividades del sector están reguladas por la Ley de Hidrocarburos de 1943, con reformas parciales en 1955 y 1967. Ley que, por diseño, estuvo orientada a restringir la actividad productiva en el sector petrolero y que condujo al control estatal de la actividad petrolera. Finalmente, como se ha señalado, la actividad petrolera, está tratada por la vía de excepción en la Ley de Impuesto Sobre la Renta, en forma totalmente discrecional y discriminatoria.

Podemos concluir que el marco institucional petrolero es un mosaico de regulaciones contrarias a la inversión privada y a la actividad productiva en general. Mientras, en el plano ideológico parece estar imponiéndose una política petrolera de orientación productiva, incluida la apertura del sector a la inversión privada. La apertura a la inversión privada y el aumento de la actividad en el sector se están dando antes por la vía de la excepción que de la regla. Si esto es así, se hace imprescindible una reforma global del marco institucional que regula el desempeño del sector petrolero. □

Ramón Espinasa es Economista Jefe de PDVSA.