

## **Reparto de ingresos petroleros extraordinarios y apertura petrolera en venezuela: Significación\***

*Meaning of the Distribution of extraordinary oil revenue and the openness of Venezuela's oil industry*

**Jesús Mora Contreras\*\***

### **Resumen**

Venezuela se caracteriza fundamentalmente por ser el resultado económico, político y social de una triple relación: una relación capitalista de producción de petróleo crudo y derivados, una relación de reparto de ingresos petroleros extraordinarios y una complejísima relación de redistribución de la renta petrolera. En este trabajo, se intenta presentar la segunda de esas relaciones, en la medida en que tiene una vinculación estrecha con el proceso de apertura petrolera al capital privado en las actividades de exploración-producción.

Una economía petrolera como la venezolana se caracteriza fundamentalmente por formar parte integrante del espacio de funcionamiento del "sistema productivo" norteamericano<sup>1</sup>. Esa integración es el resultado de múltiples vínculos enlazados entre una poderosa nación (EE.UU.) y un pequeño país (Venezuela) desde el inicio de la explotación comercial del petróleo venezolano, es decir, desde el ascenso de los Estados Unidos a potencia mundial dominante hasta hoy. En ese sentido, en la economía petrolera venezolana se distinguen las características más generales del concepto de sistema productivo: a) la mayoría de los grandes grupos económicos que existen en Venezuela mantienen relaciones estrechas

---

\* Este artículo fue elaborado en junio de 1995 para ser discutido en el Congreso Internacional "Ouverture économique et sociétés latino-américaines" celebrado en Villa de Leyva (Colombia) entre el 9 y 13 de octubre de 1995, co-organizado por el GREITD (Grupo de Investigaciones sobre el Estado, Internacionalización de Técnicas y el Desarrollo), adscrito a las Universidades francesas de París I, París III, París X, París XIII y Amiens, y la Universidad Nacional de Colombia.

\*\* Universidad de Los Andes, Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales

e insolubles (tecnología y sistemas organizativos, por ejemplo) con grupos productivos norteamericanos; b) el grueso del comercio exterior venezolano se realiza con agentes económicos norteamericanos y c) la moneda de cuentas internacionales utilizada por Venezuela es el dólar. Sin embargo, dentro de ese espacio hay margen para el funcionamiento de un subespacio, doméstico o venezolano, que es esencialmente el resultado económico, político y social de una triple relación. En primer lugar, una relación capitalista de producción de petróleo crudo y productos derivados, superpuesta inicialmente a unas relaciones capitalistas y precapitalistas de producción agropecuarias en su mayoría, dislocadas, potenciadas y articuladas algunas de ellas alrededor de las primeras y desagregadas otras. En segundo lugar, una relación de reparto de ingresos petroleros extraordinarios entre los agentes petroleros y el Estado venezolano. En tercer lugar, una complejísima relación de redistribución de la renta petrolera<sup>2</sup> apropiada por el Estado entre el Estado mismo (a fin de conformar un importante sector público de actividades económicas), el resto de la economía privada (agropecuaria, pero también industrial y de servicios) y de la sociedad venezolana, a fin de importar los “*inputs*” necesarios para el crecimiento económico. Interactuando en el tiempo, esa triple relación ha dado origen a lo que antes se denominó el subespacio económico doméstico o venezolano, designado en tiempos recientes como capitalismo-rentístico (Mommer, 1990), desigualmente estructurado, ciertamente, pero en el cual se puede constatar hoy la coexistencia de unas relaciones capitalistas de producción petroleras y no petroleras sometidas a una profunda crisis en sus estructuras.

En este trabajo se intentará presentar una de las tres relaciones del subespacio venezolano: la segunda, en la medida en que tiene una vinculación estrecha con el estado actual de la apertura petrolera al capital privado en las actividades de exploración-producción (E&P). Por tanto, primero se expondrán los ingresos petroleros extraordinarios venezolanos, su apropiación y sus límites teóricos; luego, las modalidades concretas de la apertura que en materia petrolera Venezuela está llevando a efecto actualmente y, posteriormente, se intentará dar una explicación de la significación de esa apertura.

## 1. Los ingresos petroleros extraordinarios venezolanos y sus límites teóricos

Por ingresos petroleros extraordinarios, en el sentido en que ese vocablo será utilizado en este trabajo, ha de entenderse los ingresos extraordinarios apropiados por el Estado venezolano y el capital petrolero con motivo del proceso de exploración-producción, transporte y venta de petróleo crudo, y refinación, distribución y venta de derivados petroleros. En consecuencia, se supone que las compañías petroleras y el Estado se apropian de “otros ingresos” que también forman parte del precio del crudo y sus derivados y que pueden calificarse como ingresos “normales u ordinarios”. En efecto, las compañías petroleras obtienen una tasa de beneficio por su capital invertido que se supone similar a la tasa media de ganancias del sector industrial en el sistema productivo norteamericano<sup>3</sup> (Mommer, 1990). Por su lado, el Estado venezolano exige como impuesto sobre los beneficios una contribución fiscal análoga a la tasa promedio de ingreso fiscal que percibe de cualquier otra actividad industrial o comercial que se realice en el territorio venezolano (34%)<sup>4</sup>. Así, el ingreso petrolero extraordinario venezolano aparece en virtud de que el precio internacional del barril de crudo<sup>5</sup> se forma en un nivel superior a su “costo técnico de producción”<sup>6</sup> más el ingreso fiscal “ordinario”. Similar situación ocurre por principio con el precio internacional de los derivados de la refinación.

Si se suponen equilibradas la oferta y la demanda de crudo y derivados, el monto del ingreso petrolero extraordinario por barril estará teóricamente determinado por dos factores. En primer lugar, la diferencia en los costos técnicos de extracción más el ingreso fiscal ordinario de dos barriles de crudos similares o parecidos (en peso específico –grados API–, contenido de azufre y contenido de productos metálicos), entrampados en campos petroleros localizados a diferente profundidad y en yacimientos ubicados en subsuelos diferentes en relación con el mismo puerto de embarque, dará lugar a la existencia de un ingreso extraordinario en beneficio del barril de crudo extraído con menor costo técnico más el ingreso fiscal ordinario. Sin embargo, el ingreso extraordinario no sólo se genera por este primer factor de

desigualdad natural, también lo hace en virtud de que las empresas petroleras invierten cantidades desiguales de capital en tecnología que dan origen a productividades diferentes por barril; y en consecuencia, las técnicas más ventajosas, en cuanto a costos unitarios de producción, darán lugar a la existencia de ingresos extraordinarios. En segundo lugar, la propiedad de los yacimientos petrolíferos concede a su titular (en este caso, el Estado venezolano agrupado en la OPEP) la potestad para incrementar el precio del barril de crudo, a través de su política impositiva, por encima del costo técnico de producción superior más el ingreso fiscal ordinario y crear así un precio de monopolio en el puerto de embarque. Como corolario de esta representación teórica puede retomarse una afirmación hecha a inicios de la década de los setenta para explicar la dinámica de la industria petrolera internacional: la apropiación de los ingresos petroleros extraordinarios constituye el objetivo del juego de los actores en la industria petrolera en Venezuela (Chevalier, 1973).

Supóngase el ejemplo siguiente: si un barril de crudo extraído del subsuelo venezolano se vende en uno de los puertos de embarque del territorio nacional en alrededor de US \$ 14 en promedio y su costo técnico de producción oscila entre US \$ 1 y US \$ 1,50, es decir, US \$ 1,25 en promedio, el ingreso fiscal ordinario del Estado corresponderá a unos US \$ 4, y la remuneración “normal” de la compañía petrolera se ubicará en unos US\$ 0,19, entonces el ingreso petrolero extraordinario venezolano por barril será igual a unos US \$ 8,56.

Ahora bien, ¿entre quiénes y cómo y se ha distribuido ese ingreso? Si se obvia la porción del ingreso petrolero extraordinario apropiada durante cierto tiempo por los propietarios del suelo venezolano (actuando como intermediarios de concesiones petroleras), ese ingreso se ha distribuido tradicionalmente en Venezuela sólo entre dos agentes: el Estado y las compañías petroleras. El Estado ha exigido a las compañías petroleras transferirle –como renta– la totalidad o parte de ese ingreso a través de su política impositiva. Primero (en 1920), les exigió pagar la regalía o impuesto de explotación, equivalente desde la reforma petrolera de 1943 y aún en vigencia, según la ley de hidrocarburos de 1967, a : 16,2/3% del petróleo crudo extraído,... Este impuesto se

pagará total o parcialmente, en especie o en efectivo, a elección del Ejecutivo Nacional<sup>7</sup>.

Posteriormente, desde 1943, el Estado venezolano ha participado en la apropiación de parte de ese ingreso extraordinario a través de su política impositiva sobre la renta, fundamentalmente<sup>8</sup>. Pues bien, como la tasa aplicable a los beneficios netos de las compañías petroleras que operan en Venezuela es equivalente, según la Ley de Impuesto Sobre la Renta vigente, al 67,7%, el Estado venezolano se apropia US \$ 2,33 por barril a título de regalía y US \$ 7,05 por concepto de impuesto sobre la renta (incluyendo la tasa fiscal ordinaria). Por su lado, el capital petrolero obtiene una participación en el ingreso extraordinario equivalente a unos US \$ 3,18 por barril en promedio. En otras palabras, el ingreso petrolero extraordinario por barril se transforma en renta petrolera del Estado venezolano en una proporción (o tasa de renta) que oscila alrededor del 62%; el 38% restante es apropiado por el capital petrolero bajo la forma de ingresos extraordinarios.

Para efectos de esta exposición, es necesario precisar ahora: ¿cuáles son los límites teóricos de los ingresos petroleros extraordinarios, es decir, en definitiva, de los precios del petróleo exportado? Ante todo, la posibilidad real de ahorrar en el consumo de derivados petroleros en aquellos usos en los cuales exista cierto despilfarro, dados sus precios relativos menores en comparación con sus sustitutos. En segundo lugar, estudiar la capacidad de compra de los consumidores, dada la inelasticidad de ciertos derivados en relación con su precio. Tercero, el incremento de la oferta por parte de los productores integrantes o no de la OPEP. Cuarto, suponiendo la inexistencia de colusión entre los productores, precisar el costo técnico de producción del barril marginal de petróleo necesario para satisfacer la demanda. Si éste disminuye por razones tecnológicas o de productividad natural; los demás productores se verán obligados a alinear sus costos con el costo técnico inferior. Quinto, la competencia de los bienes sustitutos (carbón y gas, particularmente). Y, sexto, la política impositiva de los Estados productores y de los Estados consumidores (política fiscal simplemente o fiscal-ambientalista). A la luz de la experiencia histórica reciente, se puede afirmar entonces, que, a excepción de la política impositiva de los Estados productores

de la OPEP, todos esos factores de regulación han intervenido en el mercado petrolero internacional desde 1980 en adelante, para provocar una disminución notable de los precios del crudo y sus derivados y, en consecuencia, de los ingresos petroleros extraordinarios. En términos nominales, el precio promedio del barril exportado por Venezuela pasó de US \$ 34 en 1981 a US \$ 12 en 1994 (Ministerio de Energía y Minas).

A partir de esos acontecimientos, el acceso a las reservas probadas de crudos livianos y medianos dentro y fuera de los Estados Unidos, pero sobre todo fuera, así como su desarrollo, readquieren unas dimensiones económicas y geoestratégicas muy importantes, tanto para las compañías petroleras transnacionales (“*majors*” e independientes) como para la economía norteamericana en su conjunto. En efecto, por un lado, entre 1988 y 1993, por ejemplo, sobre un total de US \$ 313 mil millones invertidos en E&P por 250 compañías petroleras asentadas en los Estados Unidos, el 61% se gastó fuera de las fronteras norteamericanas.

Desde 1988 (hasta 1992), los gastos en E&P fuera de los EUA. han excedido los gastos internos en un total de US \$ 52,6 mil millones, y esa brecha entre ambos ha crecido cada año (Burk, 1993).

Y, por otro lado, desde 1970 en adelante, las reservas y la producción petroleras norteamericanas muestran una clara tendencia hacia la disminución en términos absolutos y sus importaciones tienden a crecer, incluso por encima del 50% de su consumo.

En ese contexto se precisa la estrategia energética de Estados Unidos: incrementar la producción en países considerados seguros, preferentemente en el hemisferio americano, y promover la apertura a sus capitales en el negocio petrolero de esos países (De La Vega Navarro, 1995).

Si, adicionalmente y con todas las reservas del caso —dada la poca credibilidad de que gozan los análisis prospectivos en esta materia—, se toma en consideración el crecimiento esperado de la demanda mundial de crudo para finales de siglo y comienzos del próximo<sup>9</sup> y se le adjudica algún valor a quienes sostienen la probabilidad de que se produzca un tercer incremento súbito en los precios internacionales (Criqui, 1991 y Morse, 1990/91) de esta materia prima, considerada aún como estratégica por europeos y norteamericanos (Giraud, 1987;

Angelier, 1990; Fukuyama, 1992 y Thurow, 1992), entonces el acceso a las reservas probadas de petróleo crudo y su desarrollo adquieren toda su significación.

En efecto, desde hace tiempo se sabe que siete países, seis integrantes de la OPEP (Arabia Saudita, Irán, Irak, Emiratos Arabes Unidos, Kuwait y Venezuela) y México, almacenan en sus subsuelos respectivos un poco más de tres cuartas partes de las reservas probadas del planeta. Se sabe también que sus costos técnicos de producción (con excepción de México) son los más bajos de la industria petrolera internacional. Sin embargo, la totalidad de esos países nacionalizaron o tomaron participaciones mayoritarias en sus respectivas industrias petroleras en tiempos recientes (a excepción de México que lo hizo en 1938), impidiendo la entrada abierta de capital privado en las actividades de E&P de petróleo en sus correspondientes territorios nacionales.

Pues bien, de esos siete países, y a pesar de la Guerra del Golfo de 1990 y de sus efectos para Kuwait, Emiratos Arabes Unidos y Arabia Saudita (Akins, 1991; Runemstein, 1991) y de la reciente crisis mexicana de finales de 1994 y principios de 1995 y de sus efectos, hasta ahora sólo Venezuela ha decidido oficialmente abrir las puertas de las actividades de E&P de su industria petrolera a la inversión privada, abrumadoramente extranjera<sup>10</sup>. Bajo qué términos y condiciones se da esta apertura en Venezuela, constituye el objeto del capítulo siguiente.

## **2. El proceso de apertura petrolera venezolana**

Desde finales de la década pasada, cuando Venezuela debió someterse a un programa de ajustes del F.M.I., el gobierno se vio precisado a tomar la decisión de abrir las puertas de la industria petrolera nacional en las actividades de E&P a la inversión privada. Pilar fundamental del subespacio económico venezolano<sup>11</sup>, la industria petrolera nacional había cerrado sus puertas a la inversión privada desde la fecha de su nacionalización, en enero de 1976. Desde entonces, Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA) —denominación de la empresa pública petrolera creada en 1975 para asumir el desarrollo de todas las

actividades relacionadas con esa industria—, emprende un proceso exitoso de expansión nacional e internacional que la llevará en fecha reciente a ser clasificada por las revistas especializadas entre las empresas petroleras más grandes del mundo (Petroleum Intelligence Weekly, 1994; Mora y Espinasa, 1994). No obstante, al final de la década pasada no sólo el precio internacional del petróleo era mucho menor que antes sino que el Estado había contraído una enorme deuda externa (de alrededor de US \$ 35 mil millones); cuyo servicio, como casi todo en Venezuela, tiene que pagarse al fin y al cabo con una succión muy importante de la renta petrolera. En consecuencia, la expansión de PDVSA comienza a financiarse, en una parte cada vez más significativa, recurriendo al endeudamiento externo. Pronto se concluye, sin embargo, que es preferible abrir las puertas a la inversión privada en vez de continuar con el recurso del endeudamiento. La apertura petrolera venezolana asume, pues, la forma de una necesidad antes que la de una opción,... y sobre esta necesidad se harán sentir paulatinamente relaciones de fuerzas internacionales y nacionales.

En efecto, desde el inicio del proceso de apertura petrolera venezolana al capital privado, existía la convicción internacional de que todos los pasos que pudieran darse en ese sentido no eran sino etapas preparatorias del terreno para culminar asociando el capital extranjero con PDVSA en la E&P de petróleos convencionales (Petroleum Intelligence Weekly, March 1993). No es pues un producto del azar si en la actualidad el Congreso venezolano discute el denominado “marco contractual de condiciones de asociación” entre PDVSA y el capital privado a fin de explorar y explotar crudos convencionales. Al contrario, se trata sólo del tercer movimiento de un proceso que comienza con la celebración de los contratos para explotar campos petroleros inactivos y que continúa con los llamados convenios de asociaciones estratégicas para explorar y explotar gas y petróleos pesados y extrapesados. En consecuencia, el proceso de apertura petrolera venezolana al capital privado asume el contrato como su forma general de expresión jurídica y la sociedad como su forma particular, aún cuando para el proceso haya sido preciso celebrar los convenios operativos (work-over o reprise



des puits). Cada convención, autorización o proyecto de autorización para que se celebren esos contratos supera a los anteriores tanto en los derechos otorgados al capital extranjero como en los tipos o clases de hidrocarburos que constituyen el objeto de los mismos. Entre unos y otros, y no sin cierta cautela y mucha ambigüedad, poco a poco se irá delineando el deseo del capital petrolero de reducir la capacidad del Estado para ejercer a plenitud su derecho de propiedad pública de los yacimientos de hidrocarburos; y no sólo económicamente,... jurídicamente también.

Entre 1992 y 1993, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Venezuela licitó un conjunto de áreas petrolíferas entre diversas empresas para reactivar campos marginales o inactivos de la industria petrolera nacional. Entonces, se suscribieron 12 “contratos de explotación” con la finalidad de producir durante un plazo de 20 años unos 280 mil barriles diarios de crudos medianos y livianos a partir del año 2002<sup>12</sup>. En tales convenios, las empresas privadas no actúan mas que como simples contratistas de las filiales de PDVSA: Lagoven, Maraven y Corpoven; por lo que, luego de extraerse el crudo, su comercialización corre por cuenta de las filiales, quienes se comprometen a resarcir a las operadoras por sus costos más una ganancia razonable —establecida contractualmente— y a cancelar al Estado los impuestos correspondientes (la regalía y el impuesto sobre la renta).

Se manifiesta así, aunque de manera tímida, ciertamente, como se verá, el primer movimiento concreto para tratar de sentar las premisas de un futuro sistema de reparto de la renta petrolera, distinto al establecido. En efecto, mientras que PDVSA está sometida a la tasa impositiva equivalente al 67,7% de sus beneficios netos y al pago de la regalía del 16,66 % por las actividades que ejecuta sola, las ganancias netas resultantes de las empresas que participan en los contratos operativos están sujetas a la misma tasa con la que se gravan hoy los contribuyentes ordinarios: 34%. El subterfugio jurídico utilizado para tal tratamiento impositivo es que estas empresas no realizan sus beneficios en actividades petroleras como tales, sólo prestan el servicio de explotación!. Por otra parte, a las filiales de PDVSA se les acordó el pago de una regalía disminuida.

Andrés Sosa Pietri, ex-presidente de PDVSA durante el período 1990-1992, expresa su desacuerdo sobre esos contratos en los términos siguientes:

Dejar la producción de petróleo, que puede hacer PDVSA con los recursos humanos y técnicos disponibles, en manos de terceros, es condenar a PDVSA a un papel secundario como empresa. En lugar de ser PDVSA una compañía fuerte, integrada verticalmente en las tres dimensiones del negocio, una empresa global, la convertiríamos en una sociedad débil, pequeña, en una agencia gubernamental que cumple una función, la cual, en realidad, corresponde al Ministerio de Energía y Minas (Sosa, 1993).

De esa manera, se hizo uso, por primera vez, del artículo 5° de la ley de nacionalización, que establece la posibilidad de que el Ejecutivo Nacional o PDVSA puedan celebrar convenios operativos para realizar las funciones de la empresa; permitiendo, por tanto, la entrada de capital privado en la explotación de campos petroleros venezolanos. La misma disposición establece, por otra parte, que el Ejecutivo Nacional o PDVSA podrán celebrar “convenios de asociación” con entes privados; siempre y cuando 1) se trate de casos especiales que convengan al interés público, 2) se participe garantizando el control por parte del Estado y 3) los convenios tengan una duración determinada. Para su celebración, continúa disponiendo el instrumento legal, se requerirá la autorización previa de las Cámaras del Congreso venezolano en sesión conjunta, dentro de las condiciones que ellas fijen.

En vista del resultado obtenido en los primeros convenios, PDVSA presentó al Ejecutivo Nacional el segundo tipo de contratos, que terminaron siendo autorizados por el Congreso venezolano en septiembre de 1993<sup>13</sup>. Se trata de los denominados “convenios de asociación”, mejor conocidos como asociaciones estratégicas, entre Maraven-Conoco y Maraven-Total-Itochu-Marubeni a fin de explotar y mejorar petróleos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco y Lagoven-Exxon-Shell-Mitsubishi, para ejecutar el proyecto Cristóbal Colón relacionado con la exploración y explotación de campos de gas costa afuera, realización de un complejo de licuefacción y transporte, exportación o disposición de cualquier otra manera del gas natural

licuado y los subproductos obtenidos en el complejo (Mommer, 1994 y Mora, 1994).

Estos tres contratos, además de someter los beneficios netos que puedan resultar de la comercialización del crudo mejorado y del gas licuado a la misma tasa impositiva aplicable a los contribuyentes ordinarios (34%), hacen caso omiso de las normas jurídicas que establecen la competencia de la jurisdicción nacional<sup>14</sup>, reducen la parte de la renta petrolera apropiada por el Estado, limitan la soberanía impositiva nacional, asimilan el control del Estado a una participación menor al 51% y a un derecho de veto y no mencionan para nada cómo podría afectar el volumen de crudos adicionales la cuota de Venezuela en el seno de la OPEP. En efecto, los contratos establecen:

- a) recurso al arbitraje internacional en caso de controversias o reclamos relacionados con los convenios; y,
- b) cláusulas compensatorias a cargo de Maraven y Lagoven en caso de que durante la vigencia de los convenios se llegaren a adoptar “decisiones de autoridades administrativas nacionales, estatales o municipales o de cambios en la legislación” que se traduzcan en un trato discriminatorio a los socios extranjeros.

A objeto de dar cumplimiento al requisito de control por parte del Estado, se crearon acciones privilegiadas a nombre de las filiales venezolanas, las cuales les confieren:

- a) derecho a formar parte del quórum de las asambleas de accionistas,
- b) una especie de derecho de veto para las decisiones fundamentales y
- c) nombrar al presidente y al gerente general de la junta directiva de la empresa.

No obstante, se establece explícitamente, asimismo, que las participaciones accionarias de Maraven y Lagoven no podrán ser superiores al 49,9 % y al 49%, respectivamente, salvo que todas las acciones pasen a sus poderes.

A finales de 1994, PDVSA presentó nuevamente al Ejecutivo Nacional y éste, a su vez, al Congreso venezolano un nuevo modelo de contratos para terminar de abrir las puertas de la industria petrolera al capital privado: “marco de modelo de convenios de asociación para explorar y explotar hidrocarburos”, conocidos en la jerga petrolera como “contratos de ganancias compartidas”<sup>15</sup>.

Los términos y condiciones fundamentales de ese marco propuesto son los siguientes:

- 1) PDVSA designará una o más de sus filiales para licitar en bloque 10 áreas entre inversionistas calificados (financiera y técnicamente) la celebración de convenios de asociación;
- 2) Una Filial de Propósitos Especiales, creada para este efecto por PDVSA, celebrará los convenios de asociación respectivos con los inversionistas ganadores de la licitación;
- 3) El objeto de esos convenios es la exploración, desarrollo y explotación de yacimientos comerciales ubicados en áreas específicas dentro del área general determinada a la filial, así como el transporte y la comercialización de hidrocarburos y la correspondiente distribución de beneficios derivados de la comercialización;
- 4) Los inversionistas asumen por su cuenta el riesgo de explorar las áreas específicas en un plazo acordado convencionalmente (hasta 9 años); pero, el área de exploración se reducirá a medida que los inversionistas renuncien a las porciones menos prospectivas;
- 5) Si se descubren yacimientos, el inversionista definirá un plan de evaluación para desarrollarlos y otorgará a una filial de PDVSA la opción de adquirir hasta un 35 % de las acciones de una empresa que se constituirá para esos efectos. Esa empresa será la responsable de ejecutar las actividades de desarrollo, producción y comercialización de los 450.000 o 500.000 barriles diarios de hidrocarburos que se extraigan durante un plazo de 20 años, prorrogable convencionalmente por 10 más. Sin embargo, en caso de que se requiera reducir la producción de estas empresas, debido a resoluciones de la OPEP, los inversionistas podrán exigir como compensación una extensión del plazo para producir el volumen así reducido;

- 6) Para cumplir con el requisito legal del control estatal, se crea un comité de control, cuya presidencia asumirá un miembro de la filial de PDVSA y a cuya aprobación se someterán las decisiones fundamentales del convenio;
- 7) De los ingresos brutos que llegaren a obtenerse se deducirán los costos (incluyendo la regalía y otros impuestos menores), y del remanente se pagará al Estado, antes del impuesto sobre la renta, una Participación del Estado en las Ganancias (PEG); cuyo límite inferior será fijado por los mismos inversionistas en la licitación, pero nunca podrá exceder el 50% de las ganancias antes del impuesto sobre la renta de la asociación. El beneficio neto, luego de pagar el impuesto sobre la renta, se compartirá entre el inversionista y la filial de PDVSA; y
- 8) Las controversias que puedan suscitarse estarán sometidas al arbitraje.

Obviamente, esta propuesta de contrato representa un avance significativo para el Estado venezolano en comparación con su situación en los convenios de asociaciones estratégicas. Aquí se someten los beneficios esperados a la misma tasa impositiva aplicable a los hidrocarburos en Venezuela, incorporando adicionalmente la PEG; no se incluye cláusula compensatoria alguna<sup>16</sup> y se establece explícitamente el compromiso político que tiene contraído Venezuela con la OPEP; pero:

- a) se persiste en la práctica de desestimar a los potenciales inversionistas nacionales interesados en la E&P, al incluir una cláusula según la cual la oferta nacional sólo se tomará en cuenta para bienes y servicios utilizados por los asociados, siempre y cuando sea comparable en costo, calidad y tiempo de entrega a la oferta internacional;
- b) se corre el riesgo de que la filial venezolana no participe en ningún porcentaje en la empresa creada puesto que sólo se le da una simple opción, caso en el cual su participación en la sociedad se justifica en el marco de condiciones propuestas según la figura jurídica de “sociedad no societaria”<sup>17</sup>;

- c) los plazos de exploración y producción son superiores a las disposiciones concretas de la Ley de Hidrocarburos que establecen límites máximos de 5 años para el período de exploración y 20 para el de explotación en los contratos de empresas mixtas. Por excepción, estas disposiciones legales permiten extender el plazo de explotación hasta 10 años más, pero sujeto a la autorización del Congreso Nacional y no por acuerdo entre las partes como lo estipula este marco de propuestas;
- d) si bien es cierto que se introdujo la PEG y se someten los beneficios a la legislación aplicable a PDVSA; es preciso tener en cuenta que se prevé explícitamente la posibilidad de rebajar la regalía y que la PEG será objeto de licitación y “nunca” podrá exceder el 50 % de los beneficios netos antes de impuesto sobre la renta; por otra parte, el tratamiento que se le da a la PEG es el de un pago realizado al Estado (retribución patrimonial) en contrapartida de los derechos cedidos sobre los hidrocarburos, valga decir, por la venta de las reservas... si resultan explotables comercialmente;
- e) el objeto de estos contratos son los “hidrocarburos” (petróleo y gas), no los crudos convencionales (petróleos livianos, medianos y pesados);
- f) el comité de control es una figura muy ambigua que pretende sustituir “contractualmente” el control del Estado en estos convenios de asociación; en fin,
- h) no hay una sola disposición en este marco de condiciones que obligue a los asociados a refinar un sólo barril de petróleo en las refinerías nacionales o internacionales de PDVSA.

### **3. Significados de la apertura petrolera venezolana**

¿Qué significado o significados se le pueden atribuir al proceso contractual de apertura petrolera venezolana, además del obvio de permitir la entrada de capital privado extranjero –para acceder a las reservas– en las actividades de E&P petroleras de ese país? Dos, al menos. Uno que

atañe al subespacio económico nacional y otro que puede tener efectos internacionales.

Efectivamente, cada vez parece vislumbrarse más y mejor cierta tendencia nacional, a tono con los tiempos presentes de globalización y desestatización, de reducir la capacidad del Estado venezolano para ejercer a plenitud económica y jurídicamente su derecho de propiedad pública de los yacimientos de hidrocarburos. Así, en 1991, cuando se reforma la ley de impuesto sobre la renta, se incorpora una disposición según la cual los beneficios netos provenientes de asociaciones para explotar y refinar crudos pesados y extrapesados y procesar gas natural libre se someterán a la tasa fiscal de derecho común. Posteriormente, en 1993, y sin conexión aparente con el proceso de apertura, se aprueba disminuir gradualmente los valores fiscales de exportación hasta desaparecer en 1996<sup>18</sup>; sin tomar la precaución de crear una especie de “tax windfall profits”, tal como existe en otras latitudes. Paralelamente, al momento de celebrar los convenios operativos para explotar campos marginales, se someten los beneficios de las empresas operadoras a la tasa fiscal ordinaria y se obtiene una rebaja de la tasa de regalía. Cuarto, cuando se celebran las asociaciones estratégicas, todos los beneficios se someten a la tasa fiscal ordinaria (34%). Quinto, en el marco de condiciones bajo discusión actual en el Congreso venezolano, por un lado, se propone crear la denominada participación del Estado en las ganancias (PEG) –que, curiosamente, no es ningún impuesto, sino un pago contractual– pero, por el otro se recuerda que existe la posibilidad legal de disminuir el porcentaje de la regalía en caso de que los yacimientos demuestren ser económicamente no rentables, cuando lo lógico sería proponer justamente, en esos casos, la rebaja o la eliminación de la PEG. Adicionalmente, en las llamadas asociaciones estratégicas se incorporó la cláusula de indemnización según la cual el Estado venezolano no podrá cambiar la legislación ni adoptar decisiones que se traduzcan en tratos discriminatorios para los socios extranjeros de las filiales de PDVSA durante 35 años (!), so pena de que esas filiales indemnicen a sus socios por los perjuicios económicos ocasionados. En fin, en caso de que surjan dudas o controversias durante la ejecución de los contratos, la jurisdicción competente no será la

nacional sino el arbitraje internacional. En otras palabras, a través de esos medios jurídicos se está limitando legal y contractualmente el ejercicio económico de la propiedad pública de los yacimientos de hidrocarburos venezolanos.

Sorprendentemente, cada vez que se ha puesto en duda o se ha cuestionado abiertamente ese tipo de contratos –no la apertura en sí, que goza de cierto consenso nacional–, la respuesta oficial, MEM, PDVSA y parlamentarios comprometidos con esos movimientos, ha sido la de sostener que esa contratación responde a las oportunidades que ofrecen las tendencias actuales de la globalización en materia petrolera. Para nada se sustenta oficialmente la necesidad de reformar íntegramente la legislación existente –que data en el más reciente de los casos de 1975– “antes” de permitir el acceso a las reservas al capital extranjero, así como ha ocurrido en Noruega, Argelia o China<sup>19</sup>, para no mencionar mas que tres casos recientes bastante citados en Venezuela; tampoco se hace referencia oficial a casos concretos de contratación internacional, en los cuales pueden encontrarse modelos de apertura negociados bajo términos y condiciones superiores a los venezolanos. Por ejemplo, en los mismos Estados Unidos se exigió recientemente pagar un bono en efectivo (cash bonus) para permitir la entrada de capital privado a las tierras públicas que se estaban arrendando; en Kazakhstan las compañías interesadas deben negociar con el gobierno de ese país contrato por contrato sobre la base de caso por caso (no en bloque como se propone en Venezuela), etc.

Por otra parte, es preciso tener en cuenta que si la producción petrolera venezolana aumenta de manera significativa –como resultado precisamente de la contratación petrolera reciente– y los precios permanecen constantes o, al menos, para efectos demostrativos, en el nivel en que se han supuesto en la primera parte de este trabajo, el monto de la renta petrolera aumentará lógicamente. Este supuesto dio origen a un “*leitmotiv*” repetido hasta la saciedad en Venezuela en los últimos tiempos: “de la Venezuela rentista a la Venezuela productiva” (Cordiplan, 1994). No obstante, bien mirada esa situación, el Estado venezolano no dejará de ser un Estado rentista; al contrario, el monto de su renta petrolera aumentará, mas no la renta petrolera por barril,



que se verá disminuida en provecho de los ingresos extraordinarios del capital petrolero. En realidad, esa relación de fuerzas está engendrando una nueva relación de reparto de ingresos petroleros extraordinarios entre los agentes petroleros y el Estado venezolano, segunda relación que caracteriza el subespacio económico nacional, según se anotó en la introducción de este trabajo.

Finalmente, pero no menos importante, resulta sensato presumir que la contratación petrolera venezolana puede ser utilizada internacionalmente como precedente de mucho valor para futuras negociaciones entre el capital petrolero y el resto de los Estados propietarios de las provincias petroleras más importantes del planeta, los países del Golfo y México. En efecto, la magnitud de las reservas petroleras venezolanas no es desdeñable<sup>20</sup>; tampoco lo es la función que Venezuela ha desempeñado en la prehistoria y en la historia de la OPEP. ¿Podrá aparecer entonces alguna tendencia a establecer el nuevo sistema de reparto de ingresos petroleros extraordinarios venezolanos como un modelo internacional? Por lo pronto, resulta prematuro hacer especulaciones en ese sentido. Sin embargo, conviene recordar que en las negociaciones concretas entre agentes desigualmente dotados en recursos, aquellos mejor provistos intentarán imponer su criterio, teniendo siempre presente los resultados de las negociaciones anteriores. Por otra parte, y para concluir, es necesario preguntarse, aun cuando las preguntas queden sin respuesta por ahora: ¿cuál será el futuro de la OPEP? ¿no estará Venezuela con esta contratación ayudando a cavar la propia fosa de la organización?

#### 4. Notas

- 1 Para ampliar el concepto de sistema productivo, véase el artículo de Gérard de Berni (1985).
- 2 Los modelos de redistribución de la renta petrolera venezolana pueden verse en Domingo y otros (1994).
- 3 Mommer y Baptista suponen que el capital petrolero norteamericano obtiene una tasa de beneficio normal de 15% en promedio a partir de 1950, véanse Mommer y Baptista (1986).

- 4 Véase el Artículo 53 de la Ley de Impuesto Sobre la Renta. Gaceta Oficial N° 4.727. Caracas, 27 de mayo de 1994.
- 5 Se sabe que, técnicamente, es preferible hablar de petróleos en plural y no de petróleo en singular. Sin embargo, la expresión singular será utilizada en este trabajo como una manera de simplificar y generalizar el discurso. Por otra parte, por razones de política económica, el precio **interno** del barril de crudo es inferior al precio internacional. Así, por ejemplo, mientras que el precio promedio actual (junio del 1995) del barril de crudo exportado por Venezuela es de US\$ 14; el precio doméstico de un barril de gasolina *super* es de apenas US\$ 5.47!
- 6 Por este concepto se entiende el costo efectivamente soportado por las compañías petroleras, sin incluir impuestos. Para ampliar ese concepto, pueden verse en los trabajos del profesor Jean Marie Chevalier (1973 y 1979).
- 7 Véase el Artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos, Gaceta Oficial de la República de Venezuela, Caracas, 15 de setiembre de 196, N° 1.149 Extraordinario.
- 8 Una tercera vía, adoptada en la reforma impositiva de 1967, es la de los valores fiscales de exportación. Sin embargo, este instrumento de apropiación de renta cesará legalmente de surtir sus efectos a finales de 1996.
- 9 Véanse, por ejemplo, las previsiones del Department of Energy de los Estados Unidos (1994) en “La sombra del petróleo”. y, en particular, el reciente trabajo del ex-Secretario General de la OPEP: FITURI, Ali A. “OPEC’s vision of the oil and gas industry of the future”.
- 10 En relación con la oposición mexicana a permitir la inversión extranjera en actividades de E&P petrolera hasta fines de 1993, véase el trabajo del profesor Ángel de la Vega Navarro: “Ouverture et libéralisation de l’économie et réorganisation de l’industrie pétrolière au Mexique”, **Revue de L’ ENERGIE**. Sobre los países integrantes del Consejo de Cooperación del Golfo, véanse los trabajos de Petroleum Economist, September 1993, pp. 20; June, 1994, pp. 86-87; September 1994, pp. 50; y sobre Irak: Petroleum Economist, January 1995, pp. 3. Una visión más amplia de los Estados petroleros del Medio Oriente se encuentra en RAD-SERECHT, Farhad. *Les États du Golfe*. París, Editions Eska, 1991

- 11 Debido a su contribución con el PIB en términos reales (14%, en promedio, entre 1950 y 1990, sobre la base de precios de 1968) y sobre todo al valor de sus exportaciones (77% del total) y el consiguiente financiamiento de las importaciones.
- 12 7,7 % del total esperado de producción para ese año (PDVSA. Plan de Negocios, septiembre de 1993).
- 13 Gaceta Oficial de la República de Venezuela. Caracas, 9 de septiembre de 1993. En este momento, Venezuela se encontraba en una situación política muy difícil: un presidente interino, Ramón Velázquez, había sustituido al presidente electo, Carlos Andrés Pérez, quien había sido suspendido del cargo bajo acusaciones de manejos dolosos de los dineros públicos.
- 14 Por ejemplo, la Constitución Nacional dispone en su artículo 127: “En los contratos de interés público, si no fuere improcedente de acuerdo con la naturaleza de los mismos, se considerará incorporada, aun cuando no estuviere expresa, una cláusula según la cual las dudas y controversias que puedan suscitarse sobre dichos contratos y que no llegaren a ser resueltas amigablemente por las partes contratantes serán decididas por los Tribunales competentes de la República, sin que por ningún motivo ni causa puedan dar origen a reclamaciones extranjeras”. Idéntica norma se encuentra contenida en la Ley de Hidrocarburos (art. 4°)
- 15 Todo cuanto se diga sobre este tercer movimiento, se entenderá como provisional. El marco de modelo de convenios está sometido actualmente (junio del 95) a discusión del Congreso venezolano. Sin embargo, mas que detenerse en los detalles parece conveniente observar la tendencia mostrada por la política de apertura petrolera venezolana.
- 16 A pesar de que una de las cláusulas establece: “En caso de **circunstancias imprevistas que afecten el equilibrio económico del Convenio en perjuicio de uno cualquiera de los Asociados**, ambas partes buscarán renegociar los términos del Convenio en forma de restablecer el equilibrio económico vulnerado, en un todo de acuerdo con lo estipulado en estas Condiciones. Si las renegociaciones fracasan, la parte perjudicada podrá reclamar su salida del Convenio y/o el fin de la Asociación...” (negritas mías, JMC). Si la filial de PDVSA no hace uso de la opción y no invierte capital alguno: ¿cómo podría ocurrir una circunstancia que

- afecte el equilibrio económico del convenio?... Una modificación de la política fiscal, por ejemplo?...
- 17 PDVSA quedaría así como un señorito, disfrutando beneficios sin esfuerzo, tal como apuntaba David Ricardo refiriéndose a los terratenientes de su época (1817).
  - 18 Ley de Eliminación Gradual de los Valores Fiscales de Exportación. Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 35.243 de 30-06-93
  - 19 Respectivamente sobre Noruega “Norway Act of 22 March 1985 N° 11 Pertaining to Petroleum Activities”; sobre Argelia “Law N° 86-14 of 19 August 1986” y “lo N° 91-21 du 4 décembre 1991” y sobre China “Regulations of the People’s Republic of China on Sino-Foreign Cooperation in the Exploration of Continental Petroleum Resources promulgated on 7th October, 1993”
  - 20 64 mil millones de barriles de crudos convencionales, 270 mil millones de barriles de crudos pesados y extrapesados, y unos 40 mil millones en reservas por descubrir.

## 5. Referencias

- Akins E, James (1991). “The New Arabia.” *Foreign Affairs*, 70,3, summer.
- Angelier, Jean Pierre (1990). “Le Pétrole”. *Económica*, París,
- Burk, Víctor (1993). “Upstream spending drops in US-again”. *Petroleum Economist*, september.
- Burk, Víctor (1994). “A. Oil and gas industry on the up”. *Petroleum Economist*, september.
- CORDIPLAN (1994). *Programa de estabilización y recuperación económica: de la Venezuela rentista a la Venezuela productiva*. Caracas.
- Criqui, Patrick (1991). “Après la crise du golfe, le troisième choc pétrolier reste à venir”. *Economie Prospective Internationale*, 47, 3e trimestre.
- Chevalier, Jean Marie (1973). *Le Nouvel Enjeu Pétrolier*. Calmann-Lévy. París.
- Chevalier, Jean Marie (1979). “Elementos teóricos de introducción a la economía del petróleo: el análisis de la correlación de fuerzas”. *Investigación Económica*, 148-149 abril-sept, XXXVIII.

- De La Vega Navarro, Ángel (1995). "La vulnerabilidad de Pemex y sus perspectivas ante la nueva industria petrolera internacional". *Economía Informa*, 236, marzo.
- \_\_\_\_\_. (1993). *Petroleum Economist*, september.
- \_\_\_\_\_. (1994). "Ouverture et libéralisation de l'économie et réorganisation de l'industrie pétrolière au Mexique", *Revue de L'Énergie*, 456, février.
- \_\_\_\_\_. (1994). *Petroleum Economist*, june.
- \_\_\_\_\_. (1994). *Petroleum Economist*, september.
- \_\_\_\_\_. (1995). *Petroleum Economist*, january.
- Department of Energy de los Estados Unidos (1994). "La sombra del petróleo". *Visión*, septiembre.
- Domingo, Carlos (1994). "Viejos y Nuevos Modelos de Venezuela". *Nueva Economía*, 3, 3, abril. Caracas.
- Fituri, Ali A. (1995). "OPEC's vision of the oil and gas industry of the future." *OPEC bulletin*, January.
- Fukuyama, Francis (1992). *El fin de la historia y el último hombre*. Editorial Planeta. Colombia.
- Gaceta Oficial de la República de Venezuela (1993). Caracas, 9 de septiembre.
- Gérard de Bernis (1985). "Sur quelques concepts nécessaires à la théorie de la régulation". *Économies et Sociétés*. Tome XIX N° 1 Janvier.
- Giraud et Boy de la Tour (1987). *Géopolitique de pétrole et du gaz*. Technip, París.
- Ley de Eliminación Gradual de los Valores Fiscales de Exportación (1993). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela* N° 35.243 de 30-06-93.
- Ley de Hidrocarburos (1967). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela*. 15 de setiembre. N° 1.149 Extraordinario. Caracas.
- Ley de Impuesto Sobre la Renta (1994). *Gaceta Oficial* N° 4.727. 27 de mayo. Caracas.
- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela (varios años). *Petróleo y otros datos estadísticos (PODE)*. Caracas.
- Mommer, Bernard (1990). "La distribución de la renta petrolera. El desarrollo del capitalismo rentístico venezolano". *La Economía Contemporánea de Venezuela, ensayos escogidos*. Omar Bello y Héctor Valecillos (compiladores). BCV. Tomo IV. Caracas.

- Mommer, Bernard (1994). "Rôle politique des compagnies pétrolières nationales dans les grands pays exportateurs: le cas du Venezuela". *Economies et Sociétés*. Série Économie de l'Énergie, Tome XXVIII, N° 9, septembre. Paris.
- Mommer, Bernard y Baptista (1986). "El petróleo en las cuentas nacionales: una proposición". *Revista del Banco Central de Venezuela*. I. abril-junio. 2. Caracas.
- Mora Contreras, J. (1994). "Associations stratégiques de PDVSA: forces et faiblesses". *Economies et Sociétés*. Série Économie de l'Énergie, Tome XXVIII, N° 9, septembre. Paris.
- Mora, Jesús y Ramón Espinasa (1994). "Les entreprises publiques des pays producteurs: les trois grandes stratégies de PDVSA". *Revue de l'Énergie*, 456, février. Paris.
- Morse, Edward L. (1990/91). "The Oil Revolution". *Foreign Affairs*, winter.
- PDVSA (1993). *Plan de Negocios*. Septiembre.
- Petroleum Intelligence Weekly* (1993). March 15.
- Petroleum Intelligence Weekly* (1994). December 12. Extra Edition.
- Rad-Serecht, Farhad (1991). *Les États du Golfe*. Editions Eska. Paris.
- Rubenstein, Alvin Z. (1991). "New World Order or Hollow Victory". *Foreign Affairs*, Fall. 70, 4.
- Sosa Pietri, Andrés (1993). *Petróleo y Poder*. Planeta. Caracas.
- Thurow, Lester (1992). *La guerra económica del siglo XXI*. Vergara Editor. Argentina.