

¿EFICIENCIA O INGRESO FISCAL? EL VERDADERO DESAFÍO PARA LAS GRANDES EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES

Juan Carlos Boué*

Introducción

Con el colapso y desmembramiento de la Unión Soviética, y la implosión del sector petrolero de ese país, se desencadenó una ofensiva global en el plano ideológico, dirigida contra todos los países productores de petróleo, inclusive aquéllos que – como México o Venezuela – se encontraban firmemente insertos en la órbita de los Estados Unidos cuando todavía existía la Cortina de Hierro. Las puntas de lanza de esta ofensiva – las grandes petroleras multinacionales, sectores de la burocracia gubernamental de los principales países consumidores de petróleo, e instituciones supranacionales como el Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional y la Agencia Internacional de Energía – citaban el desastre de los países socialistas como demostración contundente de que la era del dominio de la ideología sobre la racionalidad económica había llegado a su fin y que, por lo tanto, todos aquellos gobiernos que aún sostenían que la explotación de sus recursos petroleros debía estar en manos de empresas estatales de su propiedad harían bien en plegarse ante el peso de la evidencia, y permitir el acceso del capital privado (y extranjero, casi inevitablemente) a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Muchos de los destinatarios de este mensaje lo acogieron de manera positiva: la década de los años noventas presenció la eliminación de restricciones a la inversión privada en exploración y producción de petróleo en un buen número de bastiones del estatismo (estados sucesores de la URSS, Venezuela, Brasil, Irán, Irak, Vietnam, Argelia), e inclusive Kuwait y Arabia Saudita emprendieron – sin demasiada convicción, eso sí – iniciativas encaminadas a relajar sus monopolios estatales en esta área. A primera vista, esta receptividad al mensaje aperturista (que no es más que la encarnación en materia petrolera del así llamado *Washington Consensus*) resulta algo sorprendente, ya que para la mayoría de estos gobiernos – como solía bromear un director general de Shell International Transport and Trading Company – los costos reales de producción

* Senior Research Fellow, Oxford Institute for Energy Studies. 57 Woodstock Road, Oxford OX2 6FA, United Kingdom.

de petróleo incluyen los costos asociados a mantener sus respectivas economías andando (Robinson, 1989), y uno esperaría un grado extraordinario de cautela de su parte ante cualquier propuesta de cambio institucional que pudiera tener el efecto de disminuir sus ingresos petroleros.

Mommer explica esta aparente anomalía en términos del catastrófico desempeño político y económico de esos países tras los Shocks de 1973–4 y 1979–80:

Luego de haber absorbido sus elevados ingresos fiscales, la mayoría de ellos terminaron contrayendo deudas externas. Fue así como se volvieron vulnerables a la presión externa para reabrir el recurso natural a los inversionistas extranjeros privados. Es más, los inversionistas iban a regresar no sólo en el sector petrolero, sino como parte de un paquete global que apuntaba también al sector no-petrolero. Este paquete fue particularmente fácil de imponer y de vender a los países con el pero desempeño económico y político [los estados sucesores de la URSS, Argelia, Venezuela, Nigeria]. Además, debido a lo atractiva que puede resultar la idea de ‘una sola economía global’, este paquete era especialmente convincente para las clases profesionales en todas partes, no solamente en los países desesperados (Mommer 2003: 276).

El atractivo de este paquete para las clases políticas de estos países está también relacionado al énfasis que ha puesto en que el retorno de los inversionistas privados ha de llevarse a cabo de manera tal que la soberanía de los mismos sobre sus recursos del subsuelo no sufra el menor menoscabo. En particular, el mensaje aperturista busca distanciarse al máximo de la memoria de las escandalosas condiciones incorporadas en las grandes concesiones de principios de siglo en el Medio Oriente y subraya que las empresas petroleras siempre estarán sometidas a la soberanía impositiva del país cuyos recursos exploten.¹

Esta última condición, sin embargo, tiene una ligera salvedad: la soberanía impositiva de los países en cuestión solamente podrá tomar la forma de gravámenes sobre ganancias netas (*resource rent taxes* y el impuesto corporativo sobre la renta), y no la de regalías y/o derechos de explotación (*severance taxes*), todo en aras de evitar las distorsiones sobre las decisiones económicas de agentes inmersos en un régimen fiscal regresivo. Y si bien ningún gobierno ha

¹ Las grandes concesiones tanto en Irán como en la zona de la Línea Roja (Irak, Arabia Saudita) establecían que, aparte de los pagos estipulados en los contratos originales, ninguna compañía concesionaria “sería gravada con ningún otro impuesto, o con mayores tributos, obligaciones o cargos” (Stocking 1971: 132). Esta situación prevaleció sin cambios hasta que las concesiones se nacionalizaron a principios de la década de los años setenta. En Venezuela, los concesionarios disfrutaron de exenciones similares hasta 1943, cuando el presidente Medina Angarita (con la colaboración del gobierno de Roosevelt) logró que las compañías petroleras se plegaran a la soberanía impositiva venezolana, a cambio de la renovación y saneamiento de sus concesiones.

tenido que plegarse *de jure* a este tipo de limitantes a su libertad tributaria (en gran parte porque nadie se los ha solicitado expresamente), no son pocos los que lo han hecho *de facto*, de diversas maneras. Por ejemplo, algunos han aceptado que cualquier controversia relacionada a cambios en el régimen fiscal petrolero se dirima mediante el arbitraje internacional, y no de acuerdo a legislación nacional y en las cortes del país. Otros han aceptado cerrojos aún más fuertes, encarnados en cláusulas de protección contra la expropiación extraordinariamente amplias a la vez que deliberadamente vagas, contenidas en diversos tratados bilaterales de inversión.

Al centrarse sobre los aspectos puramente formales de la relación entre los gobiernos de países petroleros, de un lado, y las empresas que aspiran a explotar sus recursos, por el otro, la agenda aperturista ha buscado reforzar la idea de que los primeros no tienen ningún papel que jugar en el negocio petrolero ni, por extensión, en la maximización del valor de los recursos de hidrocarburos. El corolario natural de esta noción es que el involucramiento de los gobiernos en la industria petrolera debe limitarse a la adopción de salvaguardas estatutarias que refuercen su potestad sobre su patrimonio, pero que ni entorpezcan el acceso a estos recursos de parte de los inversionistas ni aceleren *potencialmente* su abandono. Sin embargo, esta dicotomía implícita entre el negocio petrolero propiamente hablando, de un lado, y la administración del recurso natural, del otro, es insostenible además de ficticia.

Este estudio busca demostrar que los gobiernos de los países petroleros están tan inmersos en el negocio petrolero como cualquier compañía, pero de una manera distinta. Para dichos gobiernos, la cuestión de cuáles son las mejores opciones para valorizar sus recursos petroleros es inseparable de la cuestión de la forma concreta en que imponen tributo a las actividades de exploración y producción. Por lo tanto, la piedra de toque de cualquier política de apertura en estos países tiene que ser la estructura impositiva que habrá de regir en el sector. Y es que, hablando en plata (literalmente), ni la propiedad de los recursos del subsuelo ni la soberanía sobre los mismos valen para nada si no están bien apuntaladas fiscalmente.

Es de lamentarse que este último punto no se haya reconocido plenamente en lugares como México y Venezuela, donde la discusión en torno a los emotivos conceptos de “Soberanía Nacional”, por un lado, y “Eficiencia”, por el otro, ha sido tan constante como estéril, y revestida

con tintes de neurosis. En estos países, donde prevalecen los legalismos más que las leyes, la obsesión por preservar los símbolos y apariencias externas de la soberanía ha desviado la atención de un par de verdades fundamentales del negocio petrolero. La primera de ellas es que el confiar la explotación de yacimientos especialmente fecundos a una compañía estatal, más que una cuestión de derecha versus izquierda, es una cuestión de arriba versus abajo (es decir, de qué parte de la colosal renta económica que generan estos yacimientos se queda con el dueño de los recursos petroleros y qué parte se queda con el operador que los explota). La segunda es que si bien es cierto que la renta petrolera no representa el futuro para estos países (como quedó demostrado con el fracaso de sus políticas de desarrollo tras los dos Shocks petroleros), también lo es que piénsese la situación actual de Venezuela o Argelia claramente indica que, en ausencia de tal renta, estos países no tienen futuro (Baptista 1999: 43).

Consideraciones metodológicas

Para ilustrar de qué forma y hasta qué grado están involucrados los gobiernos de países como México y Venezuela en el negocio petrolero, recurriremos a un sencillo ejercicio, en el cual contrastaremos algunos indicadores financieros de una de las grandes empresas petroleras estatales, PEMEX, con los de una de las mayores petroleras multinacionales, Royal Dutch Shell (en adelante Shell). A primera vista, esta comparación luce ridícula. Después de todo, ¿cómo se puede pretender contrastar los méritos empresariales de una formidable multinacional que se cuenta entre los titanes del capitalismo mundial con los de una compañía paraestatal cuya ineficiencia, corrupción y propensión al dispendio ya eran leyenda desde antes que J.Paul Getty declarara que PEMEX era la única empresa petrolera que él conocía que se las podía ingeniar para perder dinero?

No cabe duda que, en términos de los criterios usuales de desempeño empresarial (producción por empleado, digamos), PEMEX va muy a la zaga de Shell (y la brecha entre las dos empresas se está ampliando). Pero existen otros criterios igualmente válidos desde el punto de vista económico, en los cuales PEMEX parece aventajar claramente tanto a Shell como a cualquier otra compañía privada del mundo. El planteamiento central de este trabajo es que, *para los gobiernos de ciertos países petroleros*, dichos criterios – de índole fiscal – son de mayor

relevancia que los anteriores para evaluar el desempeño de sus compañías estatales, ya que son éstos los que cuantifican la remuneración patrimonial que dichos gobiernos son capaces de extraer en su doble calidad de dueños de yacimientos fecundos de un recurso natural no renovable, por un lado, y de reguladores del acceso a los mismos, por el otro.

Antes de entrar propiamente en materia, cabe aclarar las razones por las cuales son Shell y PEMEX en particular quienes protagonizan este ejercicio. Podría pensarse que se escogieron estas compañías por su carácter representativo, por no decir emblemático, de las cualidades de las grandes multinacionales petroleras, del lado de Shell, y de los graves defectos las empresas paraestatales de los países exportadores de petróleo, del lado de PEMEX. Si bien esto es cierto, la verdad es que su selección obedece más bien a criterios de índole metodológica, relacionados con el detalle fino de la información estadística que ambas publican en torno a los aspectos fiscales de sus actividades de exploración y producción.

PEMEX, en su calidad de emisor y/o garante de ciertos bonos que caen bajo la égida regulatoria del *Securities Exchange Commission (SEC)*, es una de las pocas petroleras estatales cuyas estadísticas operativas y financieras auditadas cumplen con los lineamientos fijados por dicha autoridad, lo cual las hace fácilmente comparables con las estadísticas que las empresas privadas cotizadas en bolsa (como Shell) están obligadas a hacer del dominio público. La selección de Shell fue más bien obligada, ya que desde 1993 esta compañía – contrariamente a todas las demás multinacionales petroleras – reporta sus desembolsos por concepto de regalías por separado de todos sus demás costos de producción (otras compañías simplemente subsumen los desembolsos por concepto de pago de regalías en el rubro de costos totales de producción, sin hacer distinción alguna). Esto quiere decir que Shell es la única entre estas empresas para la cual resulta posible calcular el monto total de la retribución patrimonial que hace a los dueños de los recursos hidrocarbúricos que explota (es decir, la suma de sus pagos por concepto de regalías, derechos de explotación y pagos de impuesto sobre la renta asociados a actividades de exploración y producción).

Las estadísticas de producción y costos que publica Shell tienen el atractivo analítico adicional de que la compañía segrega sus operaciones en Estados Unidos de las del resto del mundo, y da un

tratamiento muy distinto a las regalías que paga fuera y dentro de ese país. Mientras que Shell contabiliza las primeras como simples pagos en efectivo, a las segundas las considera como liquidadas en especie a boca de pozo, y consecuentemente las deduce de su producción bruta de hidrocarburos. Esta distinción es de gran importancia, porque en los Estados Unidos los recursos minerales del subsuelo pertenecen al superficiario y no, como es el caso en todos los demás países del mundo, a una entidad colectiva como la Nación, la Corona o el Estado. *Strictu sensu*, entonces, los dueños de la parte de la producción que corresponde a la regalía son personas físicas o morales cuyas relaciones contractuales con arrendatarios como Shell se rigen por el derecho mercantil privado.² La regalía en Estados Unidos es simplemente un pago pactado entre arrendatarios (compañías petroleras), por un lado, y arrendadores, por el otro. La abrumadora mayoría de los segundos son individuos del sector privado³, pero ni aún en los sitios donde la producción petrolera tiene lugar en terrenos públicos se considera a la regalía como un gravamen que un poder soberano ha impuesto como condicionante del acceso a recursos minerales que pertenecen a la colectividad que representa.⁴ Huelga decir que los pagos asociados a arreglos contractuales de esta naturaleza no tienen cabida en un ejercicio como éste, cuyo objetivo es resaltar las consecuencias económicas asociadas a la decisión de un soberano de confiar la explotación de sus recursos petrolíferos ya sea a una empresa estatal o bien al capital privado. Afortunadamente, la puntillosidad contable de Shell significa que sus cifras globales de costos de regalía se pueden utilizar sin tener que restarles cifras estimadas (y necesariamente inexactas) de regalías liquidadas en los Estados Unidos. El único ajuste necesario para llevar a cabo los cálculos de renta por barril que siguen a continuación consiste en substraer la producción de hidrocarburos de Shell en los Estados Unidos de su producción en el resto del mundo.

² En el caso concreto de Shell, la mayoría de sus regalías las liquida al gobierno federal de EU, pero solamente porque tres cuartas partes de la producción de la compañía tiene lugar aguas afuera en el Golfo de México, en áreas bajo jurisdicción federal.

³ Se estima que, en la actualidad, hay en los Estados Unidos 4.5 millones de personas físicas o morales con título a regalías petroleras (Rutledge 2003: 5), de las cuales 1 millón están ligadas a la producción en tierras de Texas. Sin embargo, en la actualidad apenas el 25 por ciento de la producción de crudo del país tiene lugar en tierras privadas. El 5 por ciento de la producción (300 MBD en 2000) se extrae de tierras que están bajo jurisdicción federal (localizadas principalmente en Wyoming y otros estados del Oeste). Otro 26 por ciento (1.6 MMBD) se extrae de aguas bajo jurisdicción federal (principalmente en el Golfo de México) y el 38 por ciento (2.2 MMBD) proviene de tierras que pertenecen al estado de Alaska. Finalmente, el 4 por ciento de la producción (248 MBD) se extrae de aguas territoriales de los estados de Alaska, California, Louisiana y Texas (ver EIA PSA, MRM FORCC y FOS).

⁴ De acuerdo al *Office of Management and Budget* del congreso estadounidense, los arrendamientos en tierras federales constituyen operaciones en las cuales “el Gobierno, no actuando en su capacidad de soberano, arrienda o vende bienes o recursos... en un ambiente de negocios” (*Federal Register*, 65 (187), Septiembre 20, 2000: 57771).

¿Cuánto vale una compañía petrolera estatal?

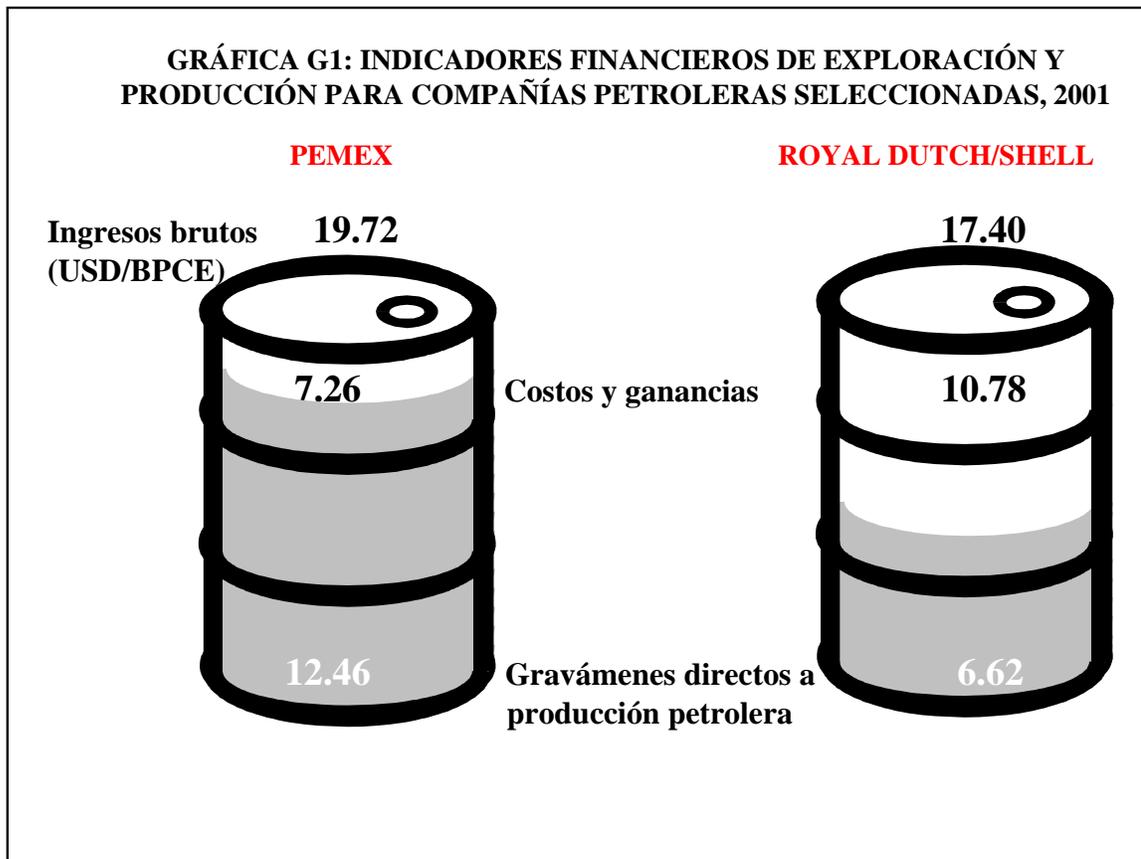
Pasemos, entonces, a las cifras. Durante el año 2001, la producción global de hidrocarburos de Shell (sin incluir a los Estados Unidos) fue de 3.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día (MMBPCED), mientras que la de PEMEX fue de 3.93 MMBPCED. Las ventas de primera mano de estos volúmenes generaron un total de 19,965 millones de dólares (MMUSD) en ingresos para Shell y 33,220 MMUSD para PEMEX.⁵ En términos unitarios, dichas cifras equivalen a 17.40 USD/BPCE para Shell y 19.72 USD/BPCE para PEMEX (Gráfica G1). De este monto, a su vez, Shell pagó a los gobiernos de los países donde opera un total de 7,596 MMUSD en gravámenes directos a la producción de hidrocarburos (o sea, 38 por ciento de sus ingresos brutos), mientras que PEMEX Exploración y Producción pagó al gobierno mexicano un total de 17,915 MMUSD (o sea, un 63 por ciento de sus ingresos brutos). En términos unitarios, dichas cifras equivalen a 6.62 USD/BPCE para Shell y 12.46 USD/BPCE para PEMEX.

La carga fiscal de PEMEX incluye los dividendos garantizados asociados a los certificados de aportación⁶ pero no el “impuesto de seguridad social” que la compañía tiene que pagar porque su dueño no está dispuesto a enfrentar las consecuencias políticas de permitirle depurar su plantilla laboral, y no emplear a decenas de miles de personas que resultan superfluas para sus actividades. El impacto negativo de este último tributo oculto sobre los costos totales de exploración y producción de la empresa (excluyendo depreciación y amortización) – los cuales son equivalentes al 21 por ciento de los ingresos brutos – sin duda ha contribuido de manera importante a las pérdidas que PEMEX ha reportado en sus operaciones globales desde 1998. En contraste, los

⁵ La diferencia en precios unitarios se debe a que la proporción de petróleo crudo en la producción total de hidrocarburos es mayor para PEMEX que para Shell.

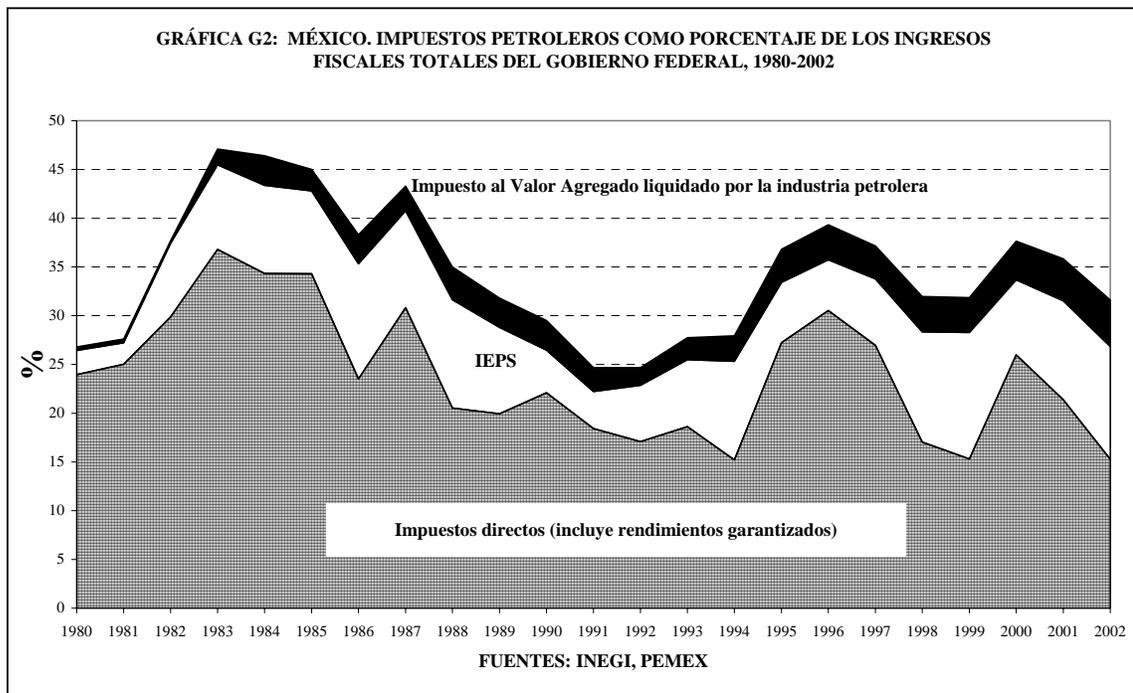
⁶ En marzo de 1990, como resultado de la instrumentación del Paquete Financiero para México de 1989–1992, un total de 7,580 MMUSD de la deuda de PEMEX con instituciones bancarias internacionales se intercambió por Bonos Brady emitidos por el gobierno federal. Simultáneamente, la deuda de PEMEX con el gobierno federal se incrementó en la misma cantidad (aunque no en moneda nacional). Luego, en diciembre de ese mismo año, la deuda se capitalizó como una aportación de capital bajo la forma de certificados de aportación. Como condición de dicha capitalización, PEMEX se comprometió a pagar un rendimiento mínimo garantizado (una especie de dividendo) al gobierno, equivalente al pago de intereses sobre el monto de la deuda capitalizada. Entre 1991 y 2001, PEMEX ha pagado 4,866 MMUSD al gobierno federal por este concepto (en 2000 y 2001, los pagos fueron 588 y 230 MMUSD, respectivamente). Los rendimientos garantizados funcionan como una regalía adicional, ya que representan una contribución obligatoria cuyo monto no depende de los ingresos netos.

costos comparables de Shell representaron el 11 por ciento de sus ingresos brutos, pero la compañía logró obtener ganancias *upstream* equivalentes al 26 por ciento de los mismos.

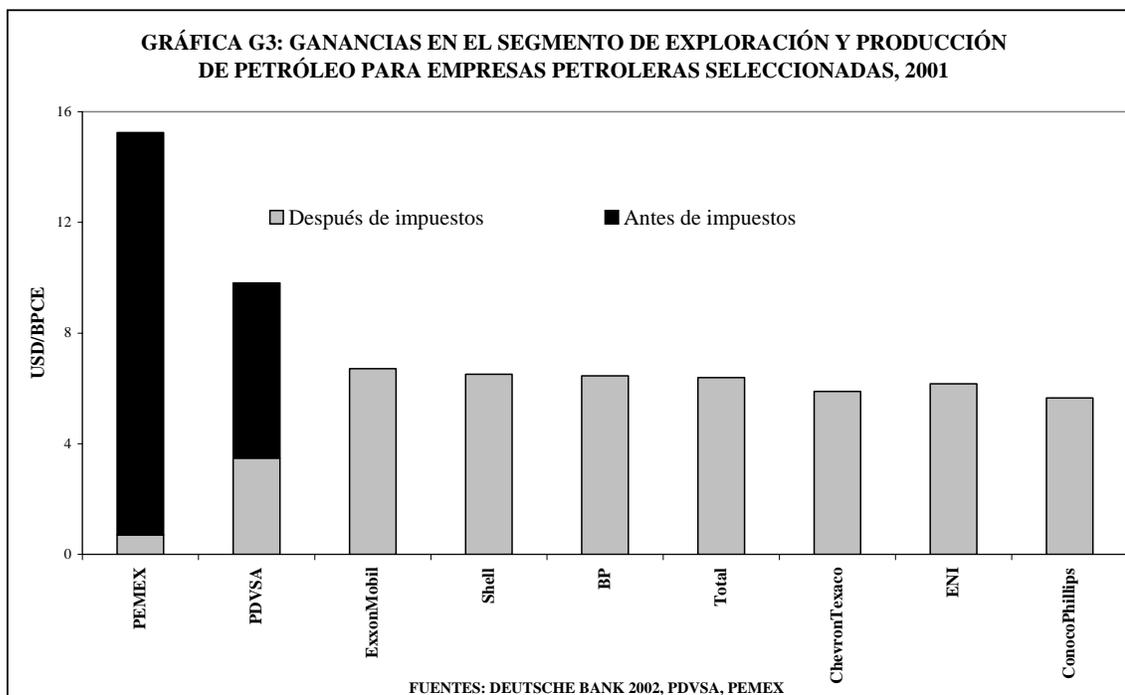


Estos números dejan muy en claro por qué un inversionista privado no puede más que preferir a Shell sobre PEMEX. Sin embargo, también indican por qué la perspectiva del gobierno mexicano (y, por extensión, la de los 100 millones de personas que representa) debería ser diametralmente opuesta a la de dicho inversionista. Después de todo, el gobierno obtiene 25–30 por ciento de sus ingresos fiscales a partir de los gravámenes directos a la producción petrolera⁷ (Gráfica G2), y no – como sucede con un accionista – a partir de los dividendos que la empresa cuyas acciones detenta declara sobre sus ganancias o de la apreciación de las acciones mismas.

⁷ Las cifras de ingresos petroleros contra ingreso fiscal total del gobierno mexicano que generalmente circulan en el dominio público incluyen los tributos petroleros directos (más no los rendimientos garantizados a los Certificados de Aportación “A”), pero también el impuesto al consumo de combustibles automotores o IEPS (Impuesto Especial a la Producción y Servicios), y el impuesto al valor agregado liquidado por la industria petrolera.



Por esa razón, mientras que para un inversionista el valor de las *operaciones* de exploración y producción de una compañía privada es una función del valor presente neto de sus ganancias *después* de impuestos (porque es de allí de donde saldrán sus dividendos), la medida relevante del valor de las *operaciones* de una compañía estatal para un gobierno es el valor presente neto de las ganancias *antes* de impuestos (Gráfica G3). Ahora bien, en manos de compañías privadas, estas operaciones también habrían generado valor para el dueño de los recursos bajo explotación, y por la misma vía (los impuestos a la producción). Por lo tanto, el valor que una compañía estatal tiene para un país exportador de petróleo estará dado por la *diferencia* entre los impuestos a la producción que paga dicha compañía, por un lado, y los que pagarían, en igualdad de circunstancias, empresas petroleras privadas.



En el caso concreto de México, la disparidad entre las respectivas cargas fiscales de PEMEX y Shell es un excelente indicador del enorme valor que el gobierno mexicano obtiene gracias a la manera en que hasta ahora ha ejercido su prerrogativa constitucional de “imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público”, al mantener el monopolio estatal sobre las actividades de exploración y producción de petróleo. Para comprobarlo, basta con preguntar cómo cambiaría la situación financiera del gobierno mexicano en caso de que la tasa de imposición efectiva aplicable a estas actividades en México fuera similar a las que las multinacionales petroleras pagan en aquellos países donde existen concesiones petroleras, contratos de riesgo compartido, y demás.

Si la razón de pagos de impuestos directos contra ingresos brutos de la industria petrolera mexicana en el año 2001 hubiera sido igual a la que enfrentó Shell a escala global, por ejemplo, los ingresos brutos del sector petrolero mexicano habrían tenido que ser superiores en 18,700 MMUSD a los observados para que el ingreso fiscal del gobierno mexicano se mantuviera sin cambio. Esto hubiera supuesto un aumento en la producción total de hidrocarburos del país del orden de 65 por ciento — equivalente a 2.6 MMBPCED — *siempre y cuando los precios internacionales no hubieran reaccionado negativamente ante tan fuerte incremento* (algo que no

suenan plausible, sobre todo cuando se piensa en las reacciones previsibles de otros países ante un aumento de tal magnitud). Si el precio internacional efectivamente hubiera caído (en un 35 por ciento, digamos, para colocarse en 12.80 USD/BPCE), el aumento en la producción requerido habría sido del orden del 100 por ciento. Y es pertinente aclarar que estas imponentes cifras probablemente representan el *mínimo* ajuste necesario para mantener al gobierno en una posición de indiferencia. Después de todo, la carga fiscal global de Shell es el promedio de las tasas impositivas relativamente altas que la compañía enfrenta en jurisdicciones en las cuales su presencia data de 30 años o más (Brunei, Omán, Gabón, áreas tradicionales de Nigeria), por un lado, y las tasas mucho más atractivas que privan en aquellas provincias en las que ha incursionado más recientemente (y que son responsables de una proporción significativa de su producción actual), por el otro.

Ahora bien, una caída en la tasa de imposición petrolera como la que se describe arriba no tendría por qué desembocar fatalmente en un sacrificio fiscal por parte del gobierno mexicano, aún en el caso extremo de que la producción se mantuviera constante. Concebiblemente, dicha caída podría compensarse a través de reducciones en costos de operación, siempre y cuando éstas tuvieran el efecto de aumentar el ingreso gravable (a la tasa más baja) de forma proporcional. Pero con todo y que las operaciones de PEMEX son notoriamente ineficientes, las reducciones en costos necesarias para alcanzar este objetivo en el ejemplo hipotético que hemos planteado serían rayanas en la fantasía: 10,800 MMUSD anuales en gasto devengado (usando el año 2001 como referencia). Esta cifra equivale nada menos que al 130 por ciento del gasto de inversión que PEMEX destinó a actividades de exploración y producción en ese año, y al 25 por ciento de los egresos totales de la empresa.

No cabe duda que la carga fiscal que ha enfrentado PEMEX desde de la década de los años ochenta ha sido tan pesada que ha descapitalizado a la compañía. Esta es una situación insostenible en el largo plazo, y una prueba fehaciente de que – como escribiera J.K. Galbraith en alguna ocasión – “el poder de cobrar impuestos es, ciertamente, el poder de destruir” (Galbraith 1976: 111). Sin embargo, aún si el régimen fiscal mexicano se ajustara de manera tal que cuando menos se dejaran de gravar montos destinados a la reposición de activos fijos, la carga tributaria de PEMEX seguramente seguiría siendo superior a la que cualquier compañía privada soporta, o

estaría dispuesta a soportar, en otras partes del mundo. Después de todo, la esencia misma de la empresa capitalista es la minimización de costos, y los impuestos a la producción representan, con mucho, el rubro de costos más significativo en la industria petrolera. Por ello, no es obra de la casualidad que el personal más talentoso en las empresas petroleras a menudo esté a cargo de los aspectos fiscales del negocio, como tampoco lo es que estas empresas dediquen una buena parte de sus formidables poderes de persuasión política y económica a desembarazarse en la medida de lo posible de este lastre.

Esto explica a su vez por qué uno de los primeros acuerdos a que llegaron los signatarios del Pacto de Caballeros de El Cairo de 1959 fuera fundar a la brevedad compañías petroleras estatales en sus respectivos países, y también por qué uno de los apartados de la célebre “Declaración sobre Política Petrolera en los Países Miembros” de la OPEP (que data de 1969), estipula que dichos países “se esforzarán, en la medida de lo posible, por explorar y desarrollar sus recursos de hidrocarburos directamente”.⁸ Asimismo, también aclara por qué los monopolios petroleros estatales por regla general tienden a sobrevivir justamente en aquellos países donde los yacimientos son especialmente prolíficos y la renta consecuentemente alta. Y es que, a ojos de sus respectivos gobiernos (aunque éstos a menudo carezcan ya sea de la voluntad política y/o de la capacidad analítica para reconocerlo), el objetivo principal de las petroleras estatales ha sido y sigue siendo el de fungir como instrumentos para permitir la máxima recolección posible de renta petrolera. Bajo este esquema, la maximización del valor de la compañía estatal, único norte posible de la administración de empresas en el sector privado, queda relegada a un segundo (por no decir a un quinto) plano.

El contraejemplo venezolano

Existen casos de gobiernos de países petroleros que se han dejado convencer de la necesidad de replantear radicalmente sus relaciones con sus empresas estatales. Muchas veces, el móvil detrás de este tipo de viraje paradigmático ha sido el anhelo ancestral de trascender la odiosa e indignante situación de ser proveedores de materia prima, para incursionar en sectores que, como la refinación y la petroquímica, “agregan valor al barril” (pero que, desafortunadamente, no

⁸ Resolución OPEP XVI.90.

producen retornos razonable sobre el capital invertido, razón por la cual las empresas petroleras privadas han contraído significativamente sus operaciones en estos ramos, y se han concentrado cada día más en ser meros proveedores de materia prima). En otras ocasiones, el impulso ha provenido de la idea que la imposición petrolera se tiene que abordar – para usar una reveladora frase del actual director de PEMEX Exploración y Producción – “desde la perspectiva de los factores que han asegurado el éxito de las mayores compañías del mundo” (Ramírez Corzo 2002: 6). Ahora bien, sea cual fuere la motivación de estos giros de 180 grados en las prioridades de los gobiernos de países petroleros, las consecuencias fiscales de los mismos han sido tan predecibles como desastrosas.

Crucialmente, el gobierno mexicano no parece haberse percatado de este importante hecho, como lo demuestran las declaraciones que un “alto funcionario” de la administración Zedillo hiciera bajo condición de estricto anonimato a la agencia noticiosa Reuters: “nos encantaría deshacernos de PEMEX ... Pero no lo hacemos porque todavía somos los conservadores de un pasado dorado”.⁹ Esto no es estrictamente cierto: el supuesto pasado dorado subsiste en gran parte porque el celo reformista de los políticos antiestadistas mexicanos (tanto del PRI como del PAN) ha naufragado contra los escollos que representan la inflexibilidad de la Constitución mexicana en materia petrolera, por un lado, y la dificultad de reformarla en un contexto político auténticamente pluripartidista, por el otro. Dicho esto, se antoja que los miembros de la “vanguardia progresista” de la clase política mexicana quizás deberían examinar más a fondo el caso de Petróleos de Venezuela (PDVSA), para apreciar cuánto vale *en metálico* el pasado dorado al que tan despectivamente se refieren.

En los círculos petroleros internacionales (y sin duda en las altas esferas del gobierno mexicano también), la compañía estatal venezolana gozaba hasta hace muy poco de una reputación estelar, tanto así que siempre encabezaba la lista de las petroleras estatales mejor gerenciadas en los sondeos anuales de la revista *Petroleum Economist*.¹⁰ Como evidencia contundente de su dinamismo, eficiencia y competitividad siempre se citaba su extenso emporio internacional de 19

⁹ Timna Tanners, "Mexico may relax grip on Pemex to end cash woes", *Reuters*, December 9, 1998.

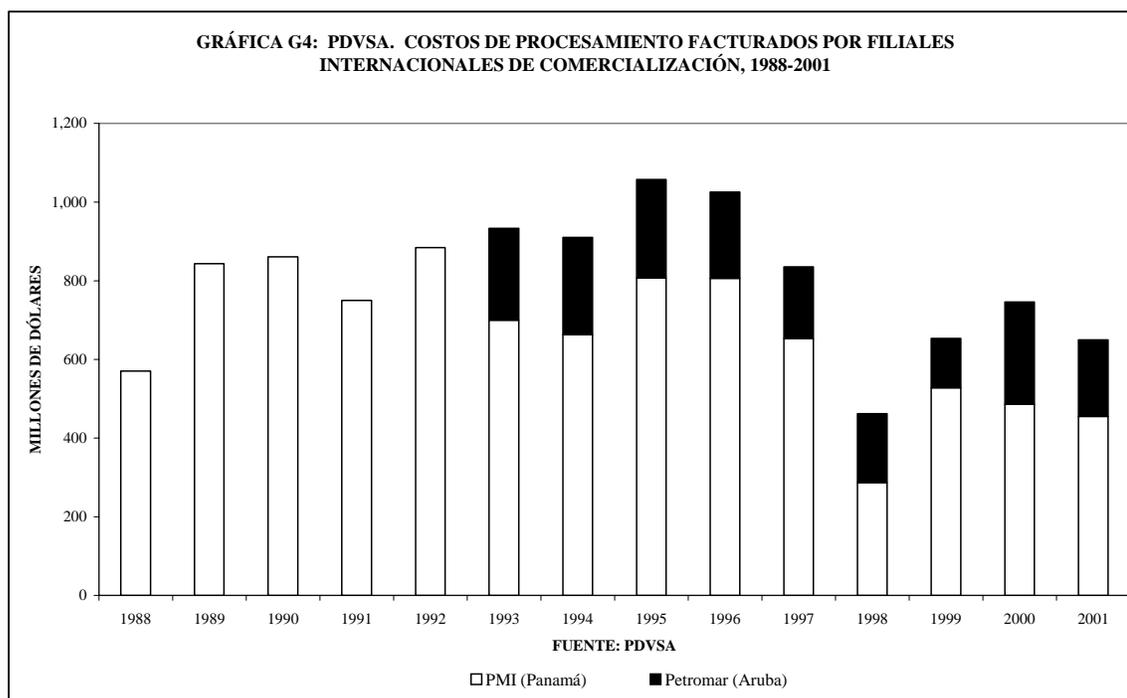
¹⁰ Hasta la fecha, el expresidente de PDVSA Luis Giusti es el único ejecutivo proveniente de una compañía estatal de un país exportador en ser distinguido con el premio internacional para el “Ejecutivo petrolero del año”, otorgado entre otros a John Browne de BP, Lucio Noto de Mobil y Thierry Desmarest de Total.

refinerías (localizadas en Estados Unidos, Alemania, Suecia, Bélgica, el Reino Unido, las Islas Vírgenes americanas y las Antillas Neerlandesas), con una capacidad de procesamiento cercana a los 2 MMBD. Pero algo que nunca se mencionaba, por ejemplo, es que PDVSA vendía (y vende todavía) crudo a sus afiliadas de refinación fuera de los Estados Unidos a través de empresas de servicios de comercialización domiciliadas en paraísos fiscales (Panamá, Aruba, Curaçao). Los precios FOB de los cargamentos que levantan estas empresas se determinan mediante netbacks que incluyen los costos reales asociados con las operaciones (transporte, seguros, procesamiento y, para el caso de las refinerías que PDVSA tiene en Alemania, todos los costos de distribución y venta al menudeo de productos), así como una comisión por barril comercializado. Todos estos conceptos se subsumen en un rubro que se denomina “costos de procesamiento”.

El monto absoluto de estos costos de procesamiento es enorme (ver Gráfica G4), sobre todo cuando se considera que las “empresas” comercializadoras no son más que simples placas de latón sobre un buzón, sin activos y sin personal. Las operaciones en Alemania involucran muchos eslabones de la cadena industrial del petróleo y, por lo mismo, traen aparejados gastos consecuentemente mayores. Pero aún estos gastos no dejan de sorprender por su magnitud, como se puede constatar al revisar las cuentas de la empresa panameña que desde 1993 maneja en exclusiva los volúmenes que PDVSA envía a su filial alemana. Entre ese año y 2001, los costos anuales de procesamiento de esta comercializadora (llamada PDVSA Marketing International, o PMI) han promediado 660 MMUSD.¹¹ Durante ese mismo período, PDVSA ha colocado en su sistema de refinación alemán un promedio anual de 79 millones de barriles de crudo (215 MBD). Esto quiere decir que, independientemente de que el margen de procesamiento en Alemania haya sido bueno, malo o regular, los volúmenes de variadas procedencias (Rusia, Irak, mar del Norte, Venezuela) procesados en las refinerías alemanas de PDVSA generaron aproximadamente 8 USD/B en costos potencialmente deducibles para efectos del impuesto sobre la renta en Venezuela. Y si se dividen estos costos de procesamiento entre el volumen promedio de crudo *venezolano* enviado a la filial alemana durante el período en cuestión, se puede apreciar que la “salida asegurada” de mercado que ofrecen estas refinerías a Venezuela ha generado en costos la

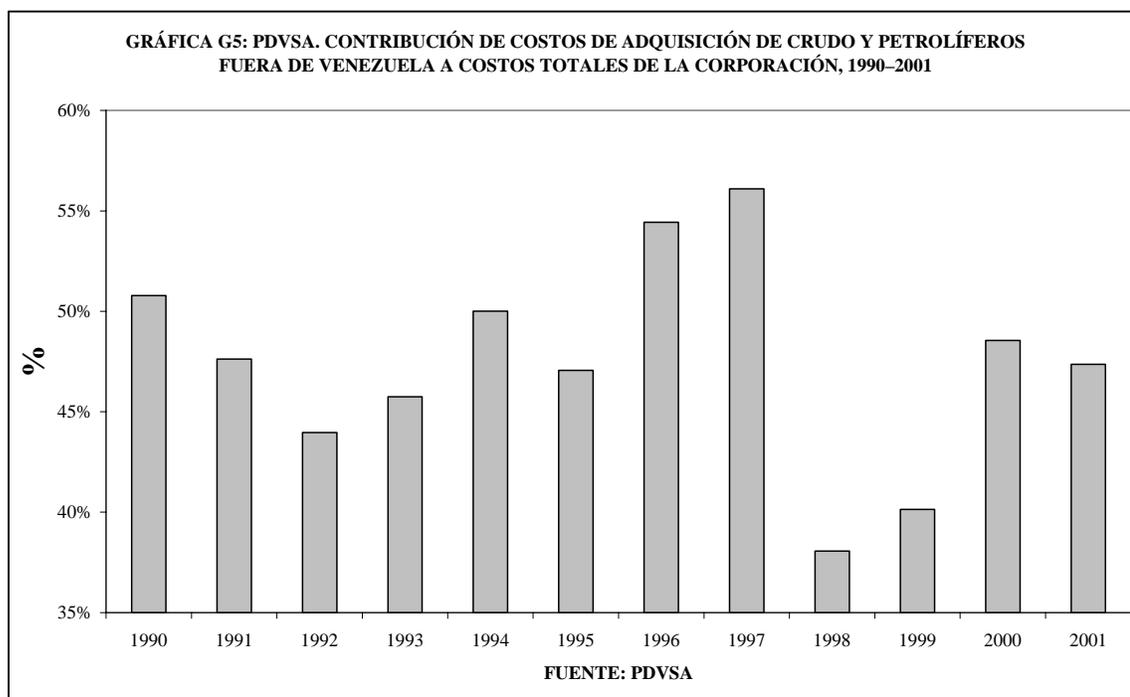
¹¹ Las cifras exactas para cada año son las siguientes. Costos de procesamiento en MMUSD (1993-2001): 700, 663, 807, 806, 653, 287, 528,486, 455 (PDVSA *Anuario Estadístico*, 2001). Suministro total de PDVSA a su filial en Alemania en MBD (1993-2001): 199, 208, 198, 213, 214, 219, 228, 234, 226 (PDVSA 20-F 1993-2001; Veba Öl *Annual Report*, 1993-2001). Suministro de crudo venezolano a la filial de PDVSA en Alemania en MBD: 74, 81, 52, 32, 24, 26, 20, 18, 12 (PDVSA 20-F 1993-2001; PDV America 1993; PDVSA Finance 20-F 2001).

nada despreciable suma de 48 USD por barril comercializado. La ausencia en la legislación venezolana, hasta fechas muy recientes, de requerimientos de segregación entre la contabilidad de los negocios aguas arriba y aguas abajo, hacían que esto no fuera un mal negocio para la empresa (más bien al contrario).¹² Pero para el fisco venezolano, desde luego, ha sido desastroso.



Ahora bien, no es posible afirmar categóricamente que PDVSA – a la manera de las multinacionales integradas que su dirigencia tradicionalmente aspiraba a emular – efectivamente fuera capaz de convertir *todos* los gastos deducibles de impuestos de sus centros de costos en el exterior en flujo de caja. No existen suficientes datos en el dominio público como para hacer un ejercicio de contabilidad forense que pudiera confirmar esta suposición. Pero cuando se piensa que los “costos de procesamiento” forman parte de los costos totales de adquisición de crudo y productos no venezolanos de PDVSA, es fácil entender por qué este último rubro ha sido responsable de casi el 50 por ciento de los costos totales de la corporación desde hace ya algún tiempo (Gráfica G5).

¹² En el artículo 20 de la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, se estipula por fin que las personas que “realicen actividades primarias conjuntamente con actividades industriales y comerciales, deberán llevar y presentar por separado las cuentas relativas a tales actividades”.



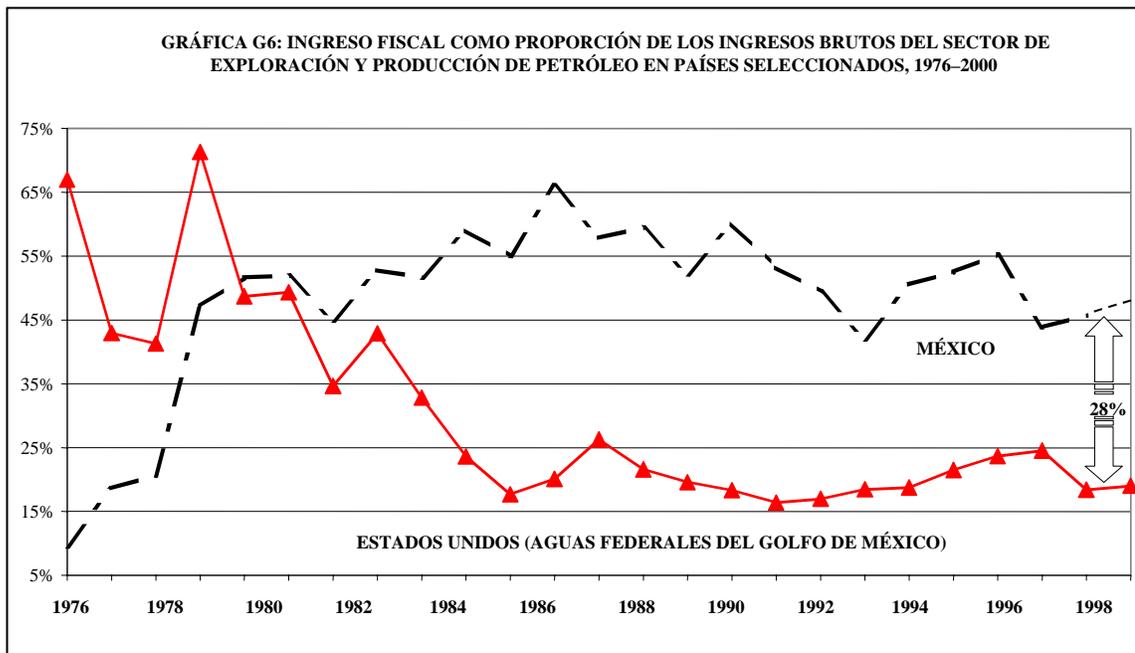
Dicho sea de paso, también es fácil entender cómo el hecho de que la petrolera estatal venezolana por años se comportase como un multinacional ha dado lugar a un hoyo negro en las finanzas públicas que, a su vez, ha acelerado dramáticamente el colapso institucional y social que se vive en Venezuela desde principios de la década de los años ochenta. Basta recordar que en 1981, los ingresos brutos generados por las exportaciones venezolanas de petróleo sumaron 19,100 MMUSD, de los cuales el gobierno recibió 13,900 MMUSD en impuestos directos. En el año 2000, en cambio, los ingresos brutos generados por las exportaciones venezolanas de petróleo totalizaron 27,300 MMUSD (estableciendo una nueva marca, y batiendo la previa por casi 14,000 MMUSD), pero los ingresos fiscales (incluyendo dividendos) apenas si llegaron a 12,940 MMUSD. La confrontación de las contribuciones fiscales de PDVSA y PEMEX (una empresa cuya producción de crudo es muy similar a la de PDVSA, tanto en volumen como en calidad) es aún más esclarecedora. En el año 2000, los ingresos totales de PEMEX (netos de impuesto al consumo de gasolina y diesel) totalizaron 50,300 MMUSD, de los cuales la compañía pagó 24,300 MMUSD en impuestos directos (y dividendos garantizados) al gobierno mexicano. En ese mismo año, los ingresos totales de PDVSA rebasaron los 53,600 MMUSD pero, como ya se

ha dicho, el gobierno venezolano solamente no llegó a percibir no siquiera 13,000 MMUSD en ingreso fiscal.

Los costos ocultos de la apertura petrolera

Es indudable que las ineficiencias en la operación de compañías estatales como PEMEX disipan fuertes sumas de dinero. Asimismo, nadie discute que esta disipación sería menor si la explotación de los recursos petroleros estuviera a cargo de empresas privadas, especialmente si éstas fueran las grandes multinacionales. Pero, contrariamente a lo que muchos piensan, esta mejoría potencial no constituye en sí misma una justificación aceptable para una política de apertura de las actividades de exploración y producción al capital privado, por una razón muy sencilla: las pérdidas asociadas a la ineficiencia de las empresas estatales son considerablemente menores a los ingresos fiscales que los gobiernos de los grandes países exportadores de petróleo sacrificarían si modificaran sus esquemas impositivos para hacerlos más flexibles y favorables para el inversionista, a la manera de los esquemas que predominan en los países donde empresas como Shell operan. En pocas palabras: la disyuntiva que se plantea entre eficiencia, por un lado, e ingreso fiscal, por el otro, es profundamente asimétrica en términos de sus costos tangibles versus sus beneficios potenciales.

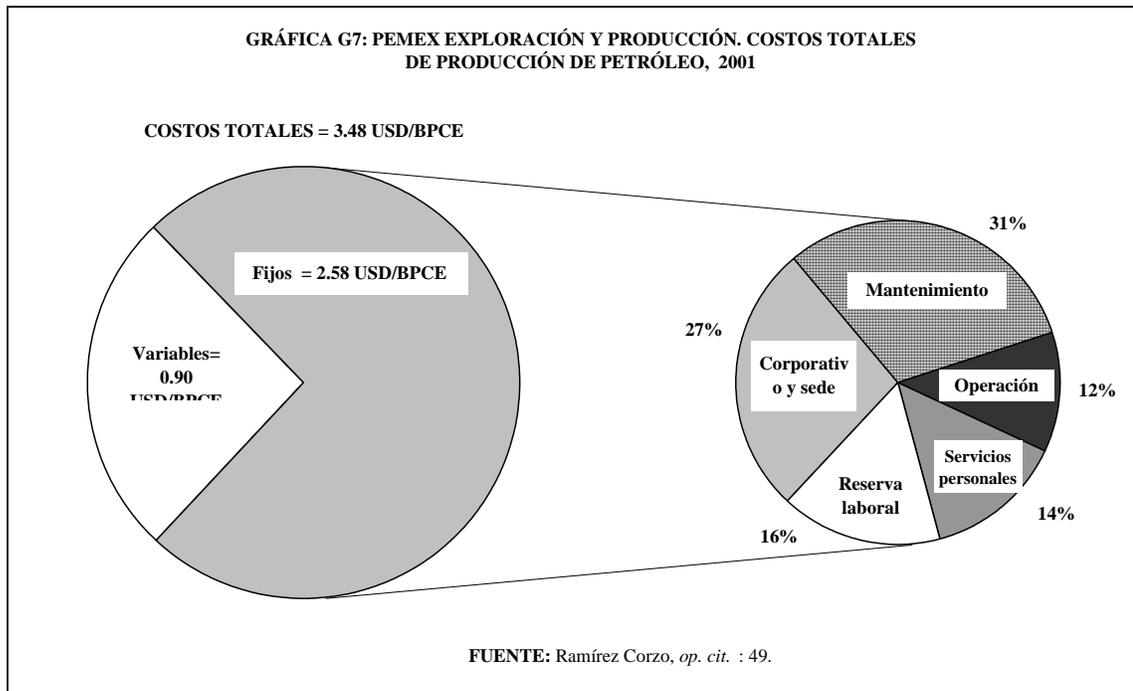
Considérese la Gráfica G5, en la cual se compara la razón ingreso fiscal/ ingresos brutos para la industria petrolera en México, contra la que impera en las aguas bajo jurisdicción del gobierno federal de Estados Unidos (una provincia cuyo marco institucional y régimen fiscal, a la manera de ver de muchos, debería de constituir un ejemplo a seguir para el gobierno mexicano). Como se puede constatar, en el año 2000, la tasa efectiva de imposición en las aguas federales de Estados Unidos (de donde se extrae la cuarta parte de la producción doméstica tanto de crudo como de gas natural de ese país) fue inferior en 28 por ciento a la que prevaleció en México. Si se toma como base el precio de realización por barril de PEMEX para ese año, se puede ver que cada caída de **un** punto porcentual en la diferencia entre las tasas efectivas de ambas provincias le habría costado al gobierno mexicano 737 MMUSD (o sea, 0.47 USD/BPCE). Esto quiere decir que la pérdida en ingreso fiscal asociada a una caída de tan solo 3.3 puntos porcentuales habría igualado las pérdidas **totales** que PEMEX Refinación reportara ese año (2,450 MMUSD).



Esta asimetría tiene una dimensión adicional, casi tan importante como la anterior. Los impuestos que pagan las compañías estatales son ya tan altos que, *a cifras de producción total comparables*, la apertura de las actividades de exploración y producción al capital privado no puede más que afectar negativamente al ingreso fiscal de sus respectivos gobiernos. Pero a la vez, el dispendio en las operaciones de las compañías estatales frecuentemente es tan severo que éstas pueden lograr mejorías significativas a cambio de esfuerzos relativamente menores. Desde el punto de la eficiencia, entonces, casi resulta difícil concebir que estas compañías puedan empeorar su desempeño aún más.

Las experiencias de PEMEX en los últimos quince años constituyen un buen ejemplo de ello. Los avances conseguidos por la empresa a partir de su reorganización en 1992 ciertamente lucen modestos a comparación de los logros de empresas sometidas a la disciplina del mercado de capital, e inclusive de las aspiraciones de la dirigencia de la empresa y el gobierno. Sin embargo, estos avances no son despreciables ni tampoco fáciles de revertir. Si bien la nómina de la compañía puede no estar contrayéndose de momento, seguramente no volverá a alcanzar las cifras registradas a mediados de la década de los años ochenta. Asimismo, aunque la influencia indeseable del sindicato petrolero sobre las operaciones de la empresa no se ha eliminado ni

mucho menos (como lo demuestran los vergonzosos sucesos asociados a las elecciones presidenciales del año 2000), han quedado atrás los días en que el sindicato podía esperar sin más la asignación de contratos millonarios de PEMEX.



No cabe duda que la estructura de costos de PEMEX es sumamente desfavorable, amén de estar fuera de sintonía con la práctica internacional (porque, como indica la Gráfica G7, los costos fijos representan una proporción muy alta de los costos totales de la empresa). Sin embargo, con algo de voluntad política de parte del gobierno federal, PEMEX podría eliminar esta tara ancestral sobre sus operaciones, y lograr importantes reducciones en sus costos, en un plazo relativamente breve. En este sentido, es difícil discrepar con Robert Mabro cuando concluye que “el primer intento para remediar estas ineficiencias siempre debería correr a cargo de la gerencia de estas compañías [estatales], y los gobiernos que son sus dueños. ¿Qué objeto tiene remediar ineficiencias a través de la venta de activos, de la forma que el beneficiario de la mejora en desempeño es el inversionista extranjero?” (Mabro 1999: A-5).

La mayoría de quienes apoyan la idea de la apertura no disputan la aseveración de que la renta *por barril producido* siempre será menor en un marco institucional que permita la participación

del capital privado. Pero al mismo tiempo argumentan que el gobierno mexicano podría aspirar a una mejoría neta en sus finanzas gracias a la mayor producción y a la reducción en los costos de operación que inevitablemente traería aparejada la explotación de los recursos petroleros mexicanos por compañías privadas. Para aumentar el atractivo de sus propuestas, los aperturistas plantean escenarios deslumbrantes en los cuales muestran incrementos sensibles tanto en el volumen de producción como en los ingresos fiscales, y de paso en las ganancias después de impuestos de la industria (esto último a consecuencia de la adopción de un régimen fiscal neutral ante la inversión, pensado para maximizar el volumen de producción).

Por ejemplo, en un momento en que PEMEX producía 2.6 MMBD de crudo, Wesley Smith (un analista del Heritage Foundation) hacia la siguiente aseveración: “la mayoría de los expertos petroleros consideran que la producción se podría incrementar a 4.5 MMBD a través de una operación más eficiente. Gravados a la tasa general de impuesto sobre la renta de 35 por ciento ... estos 1.9 MMBD adicionales casi duplicarían los ingresos fiscales” (Smith 1992: 7).¹³ El problema con este tipo de escenarios, sin embargo, es que convenientemente ignoran que los ingresos incrementales asociados a la maximización de volúmenes han demostrado una preocupante tendencia a no materializarse. Los escenarios aperturistas tienden a subestimar o ignorar que cualquier aumento de producción significativo de parte de un país exportador generalmente provocará incrementos similares en otros países, lo cual incidirá negativamente sobre los precios internacionales del petróleo. De acuerdo a los estimados de Smith, la producción incremental de crudo que PEMEX alcanzó entre 1995 y 1998 (500 MBD aproximadamente), debería haber generado 2,300 MMUSD en ingresos fiscales adicionales (a una tasa efectiva de imposición de 34 por ciento), y a un precio unitario de aproximadamente 14 USD/B. En realidad, el precio unitario registrado en 1998 fue de tan solo 10.17 USD/B, y el ingreso petrolero fiscal de ese año fue inferior en 2,250 MMUSD al de 1995, aún cuando los ingresos de PEMEX se gravaron con la muy elevada tasa habitual.

¹³ Hufbauer y Schott (1992: 208) citaban un estudio en el cual se estimaba – algo fantasiosamente – que, en el período comprendido entre los años 1991 y 2010, la apertura de las actividades de exploración y producción en México a la inversión extranjera, y la expansión de la producción mexicana de crudo a 5 MMB para el año 2005, generarían ganancias para el gobierno del orden de 100,000 a 300,000 MMUSD. Este cálculo estaba basado en pronósticos elaborados en el Departamento de Energía de EU que estimaban que la tasa anual de crecimiento en el precio internacional del crudo en dólares constantes de 1989 sería de 4.2 por ciento. Con el incremento en la producción mexicana, se estimaba que la tasa anual de crecimiento bajaría a 3.8 por ciento.

Afortunadamente para su causa, el gobierno mexicano no tuvo ocasión de comprobar las desastrosas profundidades a las que podría haber descendido su ingreso fiscal si la tasa de imposición petrolera en 1998 efectivamente hubiera sido el 35 por ciento que resultaba tan caro a Smith. Pero el gobierno de Venezuela no corrió con tanta suerte, merced a su receptividad (o indefensión, como se prefiera) ante el mensaje de “máximo volumen y mínima imposición” que con tanta efectividad pregonara el liderazgo de PDVSA a principios de la década de los años noventas. En los días que siguieron a la destitución del presidente Carlos Andrés Pérez (1993), el régimen fiscal venezolano se modificó radicalmente mediante la eliminación del Valor Fiscal de Exportación (una especie de regalía adicional variable) y la introducción de un generoso mecanismo de ajuste contra inflación en el procedimiento para el cálculo del impuesto sobre la renta. Luego, a partir de 1995–96, el gobierno dio el espaldarazo a un plan estratégico de PDVSA predicado en la producción de crudo a ultranza por parte de empresas privadas sujetas a una imposición mínima, y un desafío constante y público a los otros miembros de la OPEP. En vista de lo sucedido durante y después de la crisis petrolera de 1998, y de la coyuntura económica por la que pasa Venezuela en este momento, hasta parece de mal gusto traer a colación los fantásticos estimados de ingresos fiscales que supuestamente debería haber generado esta estrategia: el plan de negocios de PDVSA de 1996 preveía que la producción venezolana llegaría a los 7 MMBD para 2007, pero el precio de exportación de la mezcla se mantendría estable, con lo cual los ingresos fiscales se duplicarían. Ahora bien, se tiene que resaltar que estas visiones fueron solamente espejismos, y que las acciones que PDVSA tomó para hacerlas realidad aceleraron vertiginosamente el declive económico, social e institucional de una nación antiguamente próspera.

El mensaje aperturista ignora también el hecho de que para los gobiernos de los países petroleros, no todas las formas de ingreso son iguales. La regalía es siempre lo primero que se eroga y se tiene que pagar por cada barril extraído, independientemente de si el operador que lo extrajo obtuvo una ganancia (porque el dueño del recurso natural siempre puede exigirla en especie). Esta naturaleza no contingente de los derechos sobre la producción o regalías es lo que los hace sumamente atractivos tanto para los gobiernos de países petroleros como para los rancheros texanos. En cambio, si no hay ganancias, no hay pago de impuesto sobre la renta. De la misma

manera, los dividendos a los accionistas siempre serán lo último que se pague, en el supuesto de que se disponga de fondos en caja para hacerlo.¹⁴

Para entender la diferencia que hace para un gobierno estar al principio o al final de la línea de cobranza, basta pensar en la aparente manipulación de costos *downstream* por parte de PDVSA, a la cual aludimos en otra parte de este trabajo. El comentarista petrolero venezolano Alberto Quirós opina que aún cuando dicha manipulación existiera, esto no haría ninguna diferencia para la situación financiera del gobierno venezolano. En sus palabras, si “los ejecutivos de PDVSA inflan los costos operativos para que la empresa pague menos impuesto sobre la renta, ¿a quién beneficia esta acción? Pareciera que a PDVSA. ¿Y quién es el accionista único de la petrolera? Pues el Estado, que ahora podrá tomar por la vía de los dividendos lo que no cobra mediante el impuesto sobre la renta” (Quirós 2001: E-8). La debilidad del razonamiento de Quirós radica en que, merced a una serie de ingeniosos mecanismos de ingeniería financiera, esta manipulación nunca ha aumentado el ingreso gravable de PDVSA para efectos del impuesto sobre la renta, porque los flujos de caja asociados a ella se han canalizado hacia empresas que han recirculado los fondos sin que éstos hayan pasado jamás por Venezuela¹⁵, o bien se han dedicado al pago de intereses de deuda colocada en los mercados internacionales de capital a través de vehículos de financiamiento estructurado (notablemente PDVSA Finance). Por lo tanto, el gobierno venezolano no está en posibilidades de tomar por la vía de los dividendos lo que no ha cobrado por vía impositiva.

La neutralidad de los regímenes fiscales (que hace que la evaluación económica de un proyecto no cambie así se le considere antes o después del pago de impuestos) *en la práctica* beneficia

¹⁴ Aún el Departamento de Energía de EU reconoce que en los lugares donde se cobran derechos de explotación, “cualquier incremento en la producción derivado de una inversión en un nuevo desarrollo dará lugar a una obligación fiscal, sea rentable o no la operación. En el caso del impuesto sobre la renta, dicha obligación se incurre solamente en la presencia de ganancias” (citado por Deacon *et. al.* 1990: 22).

¹⁵ La matriz de las filiales de refinación de PDVSA en EU, por ejemplo, es una empresa llamada PDV Holding Inc., incorporada en Delaware. Su matriz es otra compañía tenedora de acciones llamada Propernyn B.V., domiciliada en los Países Bajos. Cuando PDV Holding remite fondos a Propernyn (bajo el amparo de un tratado de doble tributación entre EU y los Países Bajos), ésta aprovecha a su vez el tratado impositivo trilateral Países Bajos-Aruba-Antillas Neerlandesas para enviarlos a su matriz, Venedu Holdings, una empresa tenedora de acciones domiciliada en Curaçao. Venedu podría repatriar estos fondos a Venezuela, país con el cual las Antillas Neerlandesas también mantienen un tratado de doble tributación. Pero en lugar de eso, Venedu siempre ha optado por recircular los fondos, canalizándolos hacia las filiales de refinación de PDVSA en el exterior para la adquisición de nuevos activos, generalmente bajo la forma de préstamos sin intereses, pagaderos a la vista, y casi siempre convertibles (a opción de Venedu) en acciones ordinarias de dichas filiales.

desproporcionalmente a los inversionistas porque los gravámenes sobre ingresos netos son ideales para ser “optimizados” mediante toda clase de deducciones. Además, no hay que olvidar que, como dice Mommer, los impuestos neutrales a los rendimientos extraordinarios (*windfall taxes*), como el Petroleum Revenue Tax británico, presuponen la segregación fiscal (*ring-fencing*) de los yacimientos. Dicha segregación tiene por objeto evitar que las ganancias extraordinarias se transfieran a negocios con menores tasas de tributación, y también que los costos asociados a otros negocios se contabilicen en las actividades de exploración y producción. Ahora bien, esta segregación fiscal es bastante problemática, ya que “es política y económicamente costosa de administrar, conduce con facilidad a litigios y requiere instituciones políticas fuertes además de contadores, economistas y abogados especializados” (Mommer 2003: 111). Finalmente, más allá de estas considerables desventajas de índole práctica, hay que señalar que en el plano estrictamente teórico, los efectos distorsionantes de los gravámenes sobre ingresos brutos se reducen significativamente apenas se les analiza con modelos que incorporan incertidumbre, asimetría de información y aversión al riesgo, y que no suponen la existencia de competencia perfecta y la ausencia de costos de transacción (Berman 1997; Boué 2003).

Otro pequeño detalle que los escenarios aperturistas pasan completamente por alto es la reconocida incapacidad fiscal de los gobiernos de países petroleros. El gobierno mexicano, por ejemplo, cobra en impuestos el equivalente del 15 por ciento del PIB. Esta razón (que incluye los impuestos petroleros que paga PEMEX) es la más baja entre los países de la OCDE, e inferior en 10 puntos porcentuales a la de Turquía (quien ocupa el penúltimo lugar en esta tabla de posiciones). Los impuestos no petroleros que recauda el gobierno mexicano representan una proporción significativamente menor del PIB que los que recaudan los gobiernos de Argentina, Chile y Brasil (Dalsgaard 2000: 8). Cabe preguntarse, entonces, cómo esperan los aperturistas que un aparato gubernamental que se ha demostrado incapaz de cobrar impuestos hasta a una panadería (y que, desde 1976 hasta la fecha, no ha conocido más que fracasos en sus intentos de emprender una reforma fiscal integral) vaya a poder vérselas con contribuyentes de la talla de ExxonMobil o Shell. Asimismo, parecería ser que los aperturistas, contra toda la evidencia disponible, asumen que las instituciones políticas mexicanas son inherentemente menos desastrosas para administrar la escasez que la abundancia, porque de otra manera no se entiende como pueden tomar tan a la ligera la posibilidad de que el gobierno mexicano deje de suplementar sus exiguos ingresos fiscales mediante la captura de la renta petrolera.

Por lo anterior, es motivo de asombro la receptividad que el mensaje aperturista ha tenido entre el empresariado mexicano, principal beneficiario de la laxitud fiscal del gobierno mexicano. Hace ya un tiempo, el director general del grupo bancario Banorte se refería a la necesidad de instrumentar una política aperturista en los siguientes términos: "tenemos que dar a este país un crecimiento económico estable y sostenido. Para hacerlo, tenemos que liberar la herencia de nuestros abuelos".¹⁶ Ahora bien, como se ha visto, esta liberación seguramente abriría un hoyo en las finanzas públicas, que el gobierno mexicano de alguna manera tendría que intentar tapar (después de todo, como bien dijera el Comisionado General de Irlanda al jefe del Tesoro de Su Majestad Británica en tiempos de la hambruna irlandesa, los gobiernos no pueden responder al grito de la necesidad con citas de economía política¹⁷). Esto supondría elevar la tasa efectiva (no necesariamente la estatutaria) de imposición sobre el sector no petrolero de la economía mexicana. ¿Estarán conscientes el banquero citado arriba o los miembros de la COPARMEX de que es en buena parte gracias a la existencia de PEMEX que ellos, entre otras cosas, no tienen que pagar impuestos sobre la herencia *personal* que les dejaron sus abuelos?

Hay, por último, un punto que los apologistas de la apertura son culpables no tanto de pasar por alto como de tergiversar abiertamente. Éste tiene que ver con la supuesta abundancia de alternativas de inversión para las compañías petroleras privadas y su conclusión lógica, el imperativo de que los regímenes fiscales de los diversos países donde dichas alternativas se pueden materializar tienen que ser "competitivos" (léase atractivos para el inversionista extranjero). Como tantas otras nociones ligadas a la liberalización de los regímenes petroleros, ésta cobró una gran fuerza a raíz del colapso de la URSS, un evento introdujo al escenario petrolero internacional un número de actores estatales cuyos requerimientos de tecnología y capital se percibían como colosales. Y las compañías petroleras multinacionales destacaron que atender estos requerimientos sería algo que potencialmente acapararía toda su atención y sus talentos, *a menos de que otros países con recursos por desarrollar tomaran acciones para prevenir este desenlace*. Como dijera el otrora director general de la Shell Internationale Petroleum Maatschappij, Roel Murriss, en 1991:

Existe la preocupación en partes de África y Sudamérica de que la disponibilidad potencial de nuevas áreas en la Comunidad de Estados Independientes reducirá la cantidad de capital disponible para la

¹⁶ Timna Tanners, "Mexico may relax grip on Pemex to end cash woes", *Reuters*, December 9, 1998.

¹⁷ Sir Randolph Routh a C.E. Trevelyan, en Woodham-Smith 1962: 86.

exploración en otras partes. Ciertamente, la cantidad de dinero que se puede dedicar a la exploración no es infinita, así que, a primera vista, parece ser que esta preocupación está bastante justificada ya que, como en cualquier otro negocio, el capital y la experticia serán atraídos por las mejores oportunidades (*Shell World*, Octubre 7, 1991: 25).

A más de diez años de distancia de la asonada que derrumbó a Mikhail Gorbachov, el panorama se ha aclarado lo suficiente como para ver que la hipótesis de Murriss nunca estuvo cerca de convertirse en realidad, ni siquiera durante la fructífera década de los años noventas (cuando la industria petrolera internacional acometió el desarrollo a gran escala de, entre otras provincias, las aguas profundas del Golfo de México, el mar del Norte y el Oeste de África, así como la Faja Petrolífera del Orinoco). Y es que, como John Mitchell señalara en 1996, la aritmética detrás de esta hipótesis adolecía de deficiencias fatales. De acuerdo a este autor, una duplicación de las inversiones de las compañías privadas dirigidas a países de la OPEP habría absorbido sólo el 14 por ciento del capital disponible para inversión de dichas compañías (Mitchell 1996: 27). Independientemente de esto, Mitchell asumía en sus cálculos que no se presentarían mayores trabas para la inversión en el sector petrolero ruso, pero este supuesto ha demostrado ser demasiado optimista: las cuencas petroleras tradicionales de Rusia (en las cuales se concentra la mayor parte del potencial de este país) hoy están en manos de compañías rusas dirigidas por capitalistas emergidos de la *nomenklatura* soviética, los cuales han aprovechado al máximo sus conexiones políticas para bloquear el acceso de las compañías petroleras occidentales, para de esta manera retener el negocio para sí mismos.

Y finalmente...

En el transcurso de los últimos dos años, a pesar de lo saludable que ha sido el precio internacional del petróleo, las compañías petroleras internacionales han experimentado un aumento tanto en sus costos de exploración y desarrollo como en sus costos de producción, y un descenso sensible en la cantidad de nuevas reservas incorporadas. Además, la disponibilidad de efectivo en caja para la industria en su conjunto nuevamente ha alcanzado cifras astronómicas. Por todo lo anterior, hoy con más razón que nunca vale decir que las compañías petroleras internacionales tienen más dinero que proyectos atractivos en dónde invertirlo. En vista de esto, los países petroleros que disfrutaban de costos de producción especialmente bajos (como es el caso

de México y Venezuela) no tendrían por qué competir fiscalmente con nadie, mucho menos entre sí. El que un buen número de ellos lo sigan haciendo (y que otros lo estén pensando) es antes que nada un testimonio a la efectividad de la “bien diseñada estrategia de los países desarrollados consumidores, de sus organizaciones internacionales, de sus compañías internacionales y de sus consultores internacionales” (Mommer 2003: 267).

La fijación que existe en los círculos gubernamentales de muchos países petroleros en torno a este – falso – imperativo de competitividad fiscal trae a la mente unas líneas que Paul Krugman escribiera en un contexto bien distinto, pero que resultan muy apropiadas para el presente caso: “empecemos por decir la verdad: la competitividad es un vocablo sin sentido cuando se aplica a economías nacionales. Y la obsesión con la competitividad es a la vez equivocada y peligrosa” (Krugman 1996: 22). De hecho, si alguna lección de provecho pueden sacar los gobiernos de países petroleros de los sucesos que han sacudido a la Venezuela post-aperturista (y la estrecha relación que guardan con el colapso de su ingreso fiscal petrolero) es que para ellos, la obsesión con la competitividad fiscal, más que peligrosa, puede resultar letal.

BIBLIOGRAFÍA

Libros y artículos

- Baptista, Asdrúbal
1999 “Marcas en un calendario. En pos de la idea del capitalismo rentístico”, en *Venezuela en Oxford. 25 años de la cátedra Andrés Bello en el St. Antony's College de la Universidad de Oxford*. Caracas, Banco Central de Venezuela.
- Berman, Matthew D.
1997 ‘Caveat Emptor: Purchasing Petroleum Industry Investment with Fiscal Incentives’, *Journal of Energy Finance & Development*, 2: 25–44.
- Boué, Juan Carlos
2003 *US Gulf Offshore Oil: Petroleum Leasing and Taxation and their Impact on Industry Structure, Competition, Production and Fiscal Revenues*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.
- Dalsgaard, Thomas
2000 *The Tax System in Mexico: a Need for Strengthening the Revenue Raising Capacity (Economics Department Working Paper No. 233)*. Paris, OECD.
- Deacon, Robert; DeCanio, Stephen; Frech, H.E. y Johnson, M. Bruce
1990 *Taxing Energy. Oil Severance Taxation and the Economy*. Oakland, The Independent Institute.
- Deutsche Bank
2002 *Major Oils 2002*. London, Deutsche Bank Global Oil and Gas Research, 3 vols.
- Galbraith, John Kenneth
1976 *Money. Whence It Came. Where It Went*. New York, Bantam Books.
- Krugman, Paul

- 1996 “Competitiveness: a Dangerous Obsession”, en *Pop Internationalism*, Cambridge (Mass.), The MIT Press: 3–23.
- Mabro, Robert
- 1999 “The Resignation of the PEMEX Chief Executive”, *Middle East Economic Survey*, 42 (52): A4-A5.
- Mitchell, John
- 1996 *The New Geopolitics of Energy*. London, Royal Institute for International Affairs.
- Mommer, Bernard
- 1998 *The New Governance of Venezuelan Oil*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.
- 2003 *Petróleo global y estado nacional*. Caracas, Comala.com.
- Moore, Charles A.
- 2000 *Upstream Legal Structure from the US Perspective*. Presentación en el seminario *Energía y Derecho 2000*. México, Instituto Tecnológico Autónomo de México/Asociación Mexicana de Derecho Energético.
- Prager, Gerald D.
- 1992 “PEMEX at the Crossroads: a National Oil Industry in Crisis”, *Houston Journal of International Law*, 15: 115–61.
- Quirós, Alberto
- 2001 “Cuatro píldoras de un mismo frasco”, *El Nacional* (Caracas), septiembre 9: E-8.
- Robinson, Silvan
- 1989 “Real Cost Base of Oil Isn’t What You Think”, *Petroleum Intelligence Weekly*, April 3: 6-7.
- Rutledge, Ian
- 2003 “Profitability and Supply Price in the US Domestic Oil Industry: Implications for the Political Economy of Oil in the 21st Century”. *Cambridge Journal of Economics*, 27: 1-23..
- Smith, Wesley R.
- 1992 “Oil and Prosperity: Reforming Mexico’s Petroleum Monopoly”, *The Heritage Foundation Backgrounder*, no. 923: 16 pp.
- Stocking, George W.
- 1971 *Middle East Oil*. London, Allen Lane.
- Woodham-Smith, Cecil
- 1962 *The Great Hunger. Ireland 1845–1849*. New York, Signet Books.

Publicaciones estadísticas y reportes anuales de compañías

Energy Information Agency, Department of Energy (EIA)
Petroleum Supply Annual

Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI)
Banco de información económica

Minerals Revenue Management, Minerals Management Service (MRM)
Federal Onshore Royalty Collections by Commodity (FORCC)
Federal Offshore Statistics (FOS)

Ministerio de Energía y Minas de Venezuela (MEM)
Petróleo y otros datos estadísticos, 1976–2001

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)
Annual Report, 1976-2000
Anuario estadístico, 1983-1998

Petróleos Mexicanos (PEMEX)
Anuario estadístico, 1980-2001
Memoria de labores, 1976-2000

Royal Dutch/Shell Group of Companies (Shell)
Financial and Operational Information 1996–2000

Formas del *Securities Exchange Commission*

Form 20-F

Petróleos de Venezuela S.A., 1993-2001
PDVSA Finance, 1997–2001
Petróleos Mexicanos, 1995-2001

Publicaciones periódicas

Federal Register
Petroleum Economist
Shell World