

# ¿Se les está moviendo el piso a las empresas petroleras en América Latina?

## Introducción

Con la mirada puesta en las transformaciones ocurridas durante el último cuarto de siglo en la industria petrolera latinoamericana, hoy se puede afirmar que a las empresas petroleras se les está moviendo el piso en esta parte del mundo. Sus flujos de caja, aunque aun de magnitudes impresionantes, son menores a los montos esperados por sus departamentos contables. Los términos y condiciones de sus contratos de exploración y producción están siendo cada vez más sometidos a revisión y renegociación por las autoridades nacionales competentes, sobre todo en materia fiscal. Algunas autoridades cuestionan la práctica contable empresarial de incluir en sus balances como propias –para operaciones financieras– las reservas nacionales. También son objeto de cuestionamientos locales sus procesos de trabajo, tipo enclaves, en territorios ampliamente dotados de recursos por la naturaleza, pero igualmente abundantes en pobreza y miseria, y escasos en obras de infraestructura. Estados que ayer nomás privatizaron la totalidad o parte de sus empresas petroleras públicas (EPP)<sup>1</sup> ahora vuelven por sus fueros, bien para crear otras nuevas, bien para reactivar actividades de las EPP privatizadas o redimensionar las que no lo fueron. En breve, se están exigiendo reformas de los marcos de regulación de la industria petrolera en América Latina que controlen mejor el acceso de las empresas a los recursos, aumenten sus contribuciones nacionales y les exijan mayor responsabilidad social. Y por los vientos que soplan, pareciera ser que el piso continuará moviéndose. ¿Qué es lo que está pasando entonces en la industria petrolera latinoamericana? ¿Cuál es el origen de estos cambios? ¿Cuál o cuáles son los motores del cambio; quiénes sus propulsores? En pocas palabras: ¿Cambio de qué, cómo, por qué y para qué?

## El consenso privatizador de las elites

Hace poco más de diez años todo apuntaba a pensar que el consenso privatizador de las elites sobre las empresas públicas, incluidas por supuesto las EPP latinoamericanas, era irresistible. Definido así el objetivo, sólo podía variar el cómo y el cuándo, la táctica y la oportunidad de aplicar la estrategia.

En los países donde se logró el consenso político de las elites del poder nacional, se privatizó de golpe y porrazo. Argentina y Bolivia fueron los casos más emblemáticos de estos consensos. Argentina, porque había sido el primer país latinoamericano en crear una EPP en 1922: Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Y Bolivia, porque además de haber sido el primer país sudamericano en hacer una revolución en 1952, la “capitalización” de Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB)

\* Universidad de Los Andes, Mérida, Venezuela, correo electrónico: jmora@ula.ve  
Agradezco a Carlos Domingo y Andrés Rojas por las sugerencias para este trabajo.

<sup>1</sup> La expresión “empresas petroleras públicas” es de Angel de la Vega Navarro.

formó parte del mayor conjunto de reformas económicas estructurales aplicadas a país alguno bajo régimen de gobierno democrático representativo en América Latina (Mora Contreras, 1998).

Y, en los países donde hubo alguna oposición, se dieron pasos clave hacia la privatización. En Brasil, se desmonopolizó a Petrobrás; se privatizó parte de su capital accionario y se abrió la industria a la inversión privada. En Perú, se privatizaron las actividades de exploración y producción y se dejaron sólo a Petroperú algunas refinerías, oleoductos y distribución de derivados. En Colombia, la junta directiva de ECOPEL modificó los contratos de asociación con las empresas extranjeras –para disminuir la participación accionaria de ECOPEL de 50 a 30%, ampliar la duración de los contratos, mejorar la recuperación de capital privado y proteger sus ganancias– como medios para atraer nuevas inversiones en exploración y aumentar las reservas. En Venezuela, se otorgaron cuasi-concesiones de exploración y producción a empresas privadas y extranjeras, bajo condiciones contractuales y fiscales generosas, y se privatizó parte de la actividad informática de PDVSA.

Pero el objetivo era idéntico en todas partes, pues la proposición teórica era la misma: las EPP son ineficientes “por principio” en la asignación óptima de recursos escasos. Éstos “sólo” se asignan de manera óptima sí, como condición *sine que non*, se respetan los derechos de propiedad “privada”. ¿Ha habido alguna variación de ese pensamiento? A juzgar por los textos y profesores de microeconomía, este pensamiento continúa incólume. Lo que ha ocurrido es, por una parte, una férrea resistencia a la privatización de algunas EPP y, por la otra, que nuevas elites del poder comenzaron a exigir renegociar contratos y mejorar regímenes fiscales, pero no renacionalizar empresas, quizá porque los resultados de la privatización estén lejos de ser decepcionantes.

### Resistencia a la privatización de EPP en América Latina

A pesar de que el ambiente económico transnacional había penetrado a la industria petrolera desde finales de la década de los setenta del siglo xx, De la Vega (1997) enseñó que parte de la elite mexicana decidió no integrar totalmente la industria petrolera nacional a ese movimiento ni incorporar las reservas petroleras del país al Área de Libre Comercio de América del Norte, como lo exigía otra parte de la elite mexicana y extranjera. Los factores históricos e institucionales que continuaban dando forma a la nación mexicana terminaron por pesar más en aquella parte de la elite que decidió emprender las reformas –para reorganizar Pemex, desregular las actividades aguas abajo de la industria del gas natural y privatizar parte de la petroquímica–, que la “norma transnacional”. La privatización de Pemex ni era inevitable ni era irresistible.

Quizá haya sido Adrián Lajous, director general de Pemex (1994-1999), la persona que internamente haya resistido de manera más firme y convincente a las pretensiones privatizadoras de esa EPP. “A menudo nos llaman dinosaurios porque

hemos resistido a la privatización de Pemex, pero como sabemos dónde están las reservas, sabemos cómo extraerlas, refinarlas, transportar y distribuir derivados, y, además, tenemos acceso al mercado de capitales: ¿porqué vamos a privatizar?"<sup>2</sup> La alta gerencia de Pemex también se opuso firmemente a la privatización y a la entrada de capital privado en las actividades *aguas arriba* de la industria petrolera mexicana (Kielmas, 1999). En una intervención pública reciente, el exdirector de Pemex afirmó: "Hoy estoy más convencido que nunca de que México deberá contar con una gran empresa petrolera integrada, de carácter dominante, manejada con criterios eminentemente comerciales y con una identidad nacional inequívoca"; y, "en las condiciones actuales del país (Lajous se refiere a México), y de la industria petrolera, sólo el Estado puede garantizarlo" (*La Jornada*, México, 18 de abril de 2005).

La población de Uruguay decidió recientemente, en referéndum nacional convocado el 7 de diciembre de 2003, pronunciarse mayoritariamente (62 %) contra la ley núm. 17.448, que desmonopolizaba y privatizaba actividades reservadas hasta entonces a Administración Nacional de Cemento, Alcohol y Petróleo (ANCAP), la EPP uruguaya.

Estas circunstancias reflejan por sí mismas que a pesar de que el pensamiento económico dominante continúa sosteniendo que financiar EPP es un despilfarro de recursos, hay poblaciones de países latinoamericanos que piensan mayoritariamente lo contrario y elites que se han opuesto (y se oponen) a la privatización de su EPP nacional. Sin embargo, aun no se ha definido con precisión ¿qué es una EPP, cuáles son sus funciones y limitaciones, cómo se debe asumir su gerencia, qué clase de relación debe tener con el Estado y con las comunidades donde ejecutan sus actividades; y, por qué, cuándo y hasta cuándo debe existir una EPP en una nación?

### Evaluación somera de los resultados de la privatización de las EPP

La manera correcta de evaluar los resultados de la privatización de las EPP latinoamericanas y de las actividades de exploración y producción que se privatizaron o se abrieron al capital privado bajo ciertos términos y condiciones contractuales, se obtiene a través del análisis cuantitativo y cualitativo de las variables fundamentales de la economía de los hidrocarburos en la región, para cada uno de los países y para cada producto –petróleo y gas natural–, y distinguiendo en cada caso la participación de las empresas petroleras privadas y extranjeras. Pero ese trabajo desborda ampliamente los límites modestos que este artículo persigue. Acá nos contentaremos con dar una visión somera y de conjunto de las grandes tendencias que se pueden observar en la industria petrolera latinoamericana. Para ello, presentaremos en esta sección algunas tendencias cuantitativas "gruesas", fácilmente observables, que se desprenden del comportamiento reciente de las variables fundamentales de la industria petrolera en América Latina, agregando los datos correspondientes para la

<sup>2</sup> Comunicación personal (1998).

región, como un todo, pero excluyendo a México, por los argumentos expuestos en la sección II.<sup>3</sup> Presentaremos algunas variables cualitativas, que se corresponden en lo esencial con los argumentos de las nuevas elites en el poder para exigir renegociar contratos y mejorar regímenes fiscales. Este análisis tiene enormes limitaciones, sin duda, pero tiene tal vez una ventaja: dar una visión global y somera de un tema que es de suyo trascendental.

### *Taladros activos y reservas*

Al observar la evolución de los datos relacionados con los taladros activos durante los últimos diez años se puede tener una idea aproximada de las actividades de exploración y producción de la industria petrolera. Los datos de las evoluciones de las reservas de petróleo crudo y gas natural son expresiones, aproximadas también, del resultado de los taladros activos. En el cuadro 1 se puede observar que tanto los taladros activos en América Latina, excluyendo a México, como las reservas de crudo y gas natural crecieron a una tasa promedio interanual (TII) de un poco más de 1% entre 1995 y 2004. En otras palabras, durante este período las reservas parecen haber crecido en proporción al crecimiento de las actividades de exploración y producción que fueron privatizadas. Estas tasas explican, a su vez, que a finales de 2004 las reservas de crudo y gas natural hayan aumentado en un poco más de un cuarto (28.4 y 25.8%, respectivamente) en comparación con las cantidades existentes a fines de 1994. Sin embargo, los datos agregados así no permiten identificar los esfuerzos exploratorios propios de las EPP que no fueron privatizadas: Petrobrás, PDVSA, etcétera.

#### Cuadro 1

**Taladros activos y reservas de petróleo crudo y gas natural (en miles de millones de barriles y metros cúbicos, respectivamente) en Latinoamérica\*, 1994-2004**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Tii(%)**
Taladros Activos	206	238	235	228	187	145	184	192	138	157	203	1,02
Reservas de Crudo	81	83	91	93	76	98	98	100	101	101	104	1,03
Reservas de Gas Natural	5914	5999	6175	6101	6413	6495	6979	7122	7225	7225	7438	1,02

\* Excluye a México, cifras redondeadas.

\*\* Tasa de incremento interanual (promedio).

Fuente: Baker Hughes y OPEC, *Annual Statistical Bulletin*, 1999 y 2004.

### *Actividades fundamentales de la industria petrolera*

En el cuadro 2 se pueden ver los datos relacionados con las evoluciones de las variables fundamentales de la industria petrolera en América Latina desde 1994

<sup>3</sup> Lamentablemente, los datos disponibles no permiten excluir también a Uruguay.

hasta 2004. Todas crecieron a una tasa promedio interanual superior a 1% durante el período, consistente con la tendencia observada en el cuadro 1. Algunas variables del cuadro 2 crecieron a tasas interanuales idénticas: como la producción de crudo, producción de productos refinados y exportación de productos refinados (1.03 %); y la importación y exportación de petróleo, capacidad de refinación e importación de productos refinados (1.01 %). Sólo una variable creció a una tasa de 1.02 % interanual: el consumo de productos refinados. En otras palabras, los aumentos en la producción y exportación de productos refinados (28.37 % y 32.85 %, respectivamente) se deben a los aumentos en la producción de crudo (34.41 %) y en el consumo de productos refinados (21.33 %). La región produjo y exportó más productos refinados, porque a pesar de que el consumo también creció, fue insuficiente para absorber todo el aumento de la producción de refinados y todo el aumento de la producción de crudo. Por eso, la importación de crudo tendió a estancarse (6,95 %) y su exportación aumentó “sólo” en 11.51 por ciento.

#### Cuadro 2

Las variables fundamentales de la industria petrolera en América Latina\*, 1994-2004 (en miles de barriles diarios)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Tii(%)**
Producción de Petróleo Crudo	4870	5114	5305	5159	6155	6307	6291	6192	6286	6173	6546	1.03
Importación de Petróleo Crudo	1756	1781	1895	1973	1963	1993	1863	1831	1848	1882	1878	1.01
Exportación de Petróleo Crudo	2433	2775	2984	3327	3371	3038	3191	3178	2708	2674	2713	1.01
Capacidad de Refinación***	5962	5927	5938	6403	6018	6140	6582	6468	6571	6445	6462	1.01
Producción de Productos Refinados	4551	4677	4839	4844	4974	5054	5358	5478	5517	5718	5842	1.03
Importación de Productos Refinados	1027	1078	1087	1137	1119	1119	1111	1109	1110	1156	1186	1.01
Exportación de Productos Refinados	1525	1514	1545	1682	1683	1702	2020	2118	1901	1933	2026	1.03
Consumo de Productos Refinados	3638	3785	3914	4070	4285	4277	4420	4419	4342	4264	4414	1.02

\* Excluye a México, cifras redondeadas.

\*\* Tasa de incremento interanual (promedio).

\*\*\* Días calendario.

Fuente: OPEC, *Annual Statistical Bulletin*, 1999 y 2004.

Si se agrupan los datos de algunas de esas variables en dos subconjuntos, como se hizo en el cuadro 3, las tendencias parecen ser más nítidas. Mientras la producción neta de petróleo crudo (producción más importación menos exportación) creció en los últimos diez años a una tasa promedio interanual de 1.04%, el consumo neto de productos refinados lo hizo a una tasa de 1.02%. Dicho de otro modo, mientras el consumo neto de productos refinados aumentó en 23.41% entre 2004 y 1994, la producción neta de petróleo crudo lo hizo en 36.20%, casi dos tercios más (64.68%).

### Cuadro 3

**Producción y consumo neto de crudo y productos refinados en América Latina\*, 1994-2004 (en miles de barriles diarios)**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Tii(%)**
Producción Neta												
de Crudo	4193	4120	4216	3805	4747	5262	4963	4845	5426	5381	5711	1,04
Consumo Neto												
de Refinados	4053	4241	4381	4299	4410	4471	4449	4469	4726	4941	5002	1,02

\* Excluye a México, cifras redondeadas.

\*\* Tasa de incremento interanual (promedio).

Fuente: cálculos del autor con base en los datos del cuadro 2.

Si algo muestran las cifras y cálculos precedentes, es que en el período bajo estudio “el mercado interno” de la industria petrolera en América Latina, excluido México, creció de manera sostenida. Parte de ese crecimiento correspondió, sin duda, a la industria petrolera privatizada, pero parte correspondió también al esfuerzo propio de las EPP que no lo fueron. Lamentablemente, una vez más, los datos recogidos no permiten hacer más afirmaciones en este sentido, aunque hay serios indicios de que en esos resultados la participación privada fue determinante.

### Actividades fundamentales de la industria del gas

En el cuadro 4 se muestran los datos relacionados con las evoluciones de las variables fundamentales de la industria del gas natural en Latinoamérica, excluido México, entre 1994 y 2004. Claramente se puede ver el aumento de la producción comercializada de gas natural y el del consumo interno de la región. La oferta aumentó casi en 90% (en 2004 contra 1994) y la demanda en 61.8% (en 2003 frente a 1994). Sin embargo, lo que más llama la atención en el cuadro 4, desde finales de la década de los noventa en adelante, son los datos relacionados con las evoluciones exponenciales de la importación y exportación de gas natural, valga decir, el mercado externo: síntomas asociados tradicionalmente a las industrias de materias primas cuando dan sus primeros pasos. Las exportaciones de gas natural sí se pueden asociar casi por

entero a las privatizaciones, pues ellas se realizaron en el último quinquenio, casi en su totalidad, desde tres países que privatizaron sus *EPP* u ofrecieron generosos incentivos fiscales a las empresas extranjeras para explorar y producir gas: Argentina, Bolivia y Trinidad y Tobago (100% de la exportación regional en 2004).

#### Cuadro 4

Las variables fundamentales de la industria del gas natural en América Latina\*, 1994-2004 (en miles de millones de metros cúbicos)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Producción Comercializada de Gas Natural	69	73	81	83	88	95	96	103	104	117	131
Importación de Gas Natural	2	2	2	3	3	4	7	10	11	12	17
Exportación de Gas Natural	2	2	2	3	3	6	10	14	16	23	30
Consumo de Gas Natural	68	76	81	85	87	89	94	99	101	110	n.d.

\* Excluye a México, cifras redondeadas.

n.d.: no disponible.

Fuentes: *OPEC, Annual Statistical Bulletin* y *B.P. Statistical Review of World Energy*.

Si se comparan las reservas existentes al final de cada año (cuadro 1) con la producción acumulada de crudo y de gas para cada año (cuadros 2 y 4), podría concluirse afirmando que en los últimos diez años, coincidentes con el primer período de privatización de las *EPP* en América Latina, la industria privilegió la actividad de producción (de crudo y, sobre todo, de gas) a la de exploración. En otras palabras, se han extraído más reservas de las que se han encontrado. Ese incremento de la producción se dirigió, en el caso del petróleo, a satisfacer principalmente el “consumo interno” y accesoriamente el mercado externo; y en el caso del gas, al mercado externo. Estos resultados no se pueden atribuir exclusivamente a las actividades privatizadas, pues, como ya se dijo, los datos disponibles no se pueden desagregar.

Según los datos de Campodónico (2004: *passim*), se puede estimar que la inversión extranjera directa en la industria de los hidrocarburos de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela fue de 91.186 millones de dólares entre 1990 y 2003: alrededor de 83% de la inversión total de PDVSA, ECOPEPETROL, PETROBRÁS y PETROECUADOR.

Ahora hay que examinar los precios; una variable que, aunque no se considera fundamental en los análisis tradicionales de la industria petrolera, es determinante para comprender tanto el crecimiento del “mercado interno” como el argumento cualitativo de las nuevas elites del poder en América Latina.

### Los precios como causa principal de renegociación de las nuevas elites

Como hipótesis que deberá verificarse en otros análisis, a falta de datos disponibles en la actualidad, en este artículo se sostiene que el crecimiento del “mercado interno” de la industria petrolera en América Latina se debe no sólo a la mayor disponibilidad de crudo y derivados sino también al incremento de los precios internos de los derivados en la mayoría de los países. En efecto, el consenso privatizador comprendía un paquete de medidas que contenía no sólo la privatización de las EPP, sino también la liberalización de los precios internos de los derivados petroleros, independientemente de que los países se autoabastecieran, importaran o exportaran. Por consiguiente, los incrementos de los precios debieron haber actuado como incentivos para que las empresas ofrecieran más derivados petroleros, cuya demanda es, como se sabe, generalmente inelástica. Pero no hay estudios disponibles que permitan contrastar esta hipótesis con la realidad, a pesar de los esfuerzos recientes hechos por la CEPAL para estudiar la estructura de los precios internos de los combustibles en América del Sur y México y compararlos con precios de referencia de un mercado abierto (PRMI), globalmente los precios del mercado de la Costa del Golfo de Estados Unidos. En uno de estos estudios, Altomonte y Rogat (2004:58) notan, sin embargo, que “llama la atención que, en diciembre de 2001, no sólo los precios de las gasolinas se ubicaran por encima de los PRMI, sino también los del diesel oil y fuel oil, lo que implica haber restado de alguna forma competitividad a las economías por cuanto se aumentaron los costos de producción de los sectores primarios y manufactureros y del transporte...”. Pero este estudio presenta datos detallados sólo para 2001 y 2002.

La otra hipótesis de este trabajo es que la causa principal que ha impulsado a las nuevas elites del poder en América Latina a exigir a las empresas petroleras renegociar los términos y condiciones de sus contratos de exploración y producción y, por tanto, a exigir una mayor participación en el reparto de la renta, es precisamente el alza de los precios internacionales de los hidrocarburos, y no los resultados de la privatización en sí. Hasta ahora, ninguno de los países que privatizó o desmonopolizó su EPP y abrió la industria a la inversión privada y extranjera ha planteado revertir ese proceso, valga decir, nacionalizar las empresas extranjeras. Lo que han hecho hasta ahora es, o bien crear otra EPP (caso Argentina) o bien refundarla (caso Bolivia) o bien renegociar o exigir la renegociación de los términos y condiciones contractuales y un mejor reparto de la renta petrolera (casos de Venezuela, Bolivia y Ecuador). Pero estas exigencias no están relacionadas con los resultados de la privatización, sino con los regímenes fiscales minimizados de la década de los noventa (otra medida del consenso privatizador) y con el comportamiento de los precios y las ganancias de las empresas en la explotación y comercialización de los recursos. Si la revista *Petroleum Economist* (May, 1998:10) atribuyó a Shell haber dicho en 1998 “mientras más bajos sean los precios, estamos menos dispuestos a pagar más dólares (por lici-

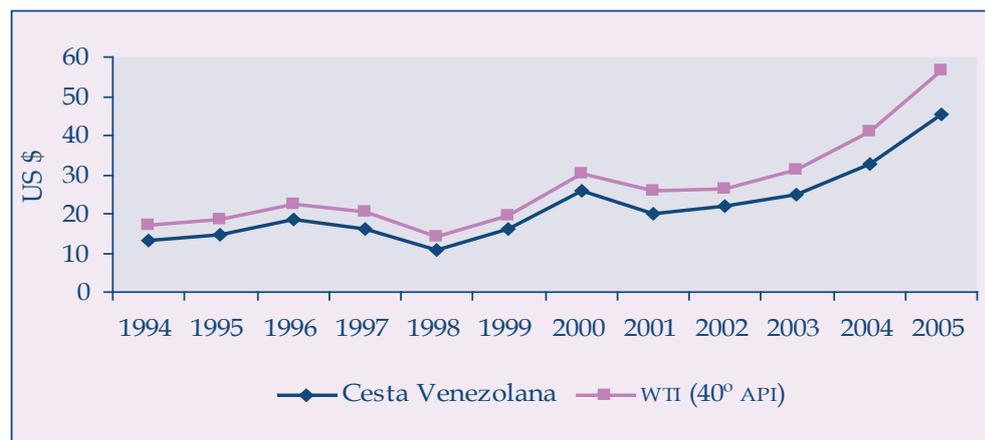
taciones)”; ahora, con precios altos, las nuevas elites exigen renegociar los términos y condiciones de los contratos celebrados con motivo de aquellas licitaciones.

### Los precios y las ganancias

Los contratos de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural que se suscribieron durante la década de los noventa en América Latina tuvieron como referencias en el mercado internacional de los hidrocarburos: precios descendentes para el crudo y relativamente bajos para el gas natural. Así se puede ver en las gráficas 1 y 2. En la gráfica 1 se pueden observar las evoluciones de los precios promedios de venta de la cesta petrolera venezolana de exportación (mezcla de crudos y productos) y de los precios promedios ocasionales del WTI (*West Texas Intermediate* de 40° API) en dólares por barril, durante el período 1994-2005.

Gráfica 1

Precio promedio del petróleo crudo, 1994-2005 ( en us \$ nominales por barril)

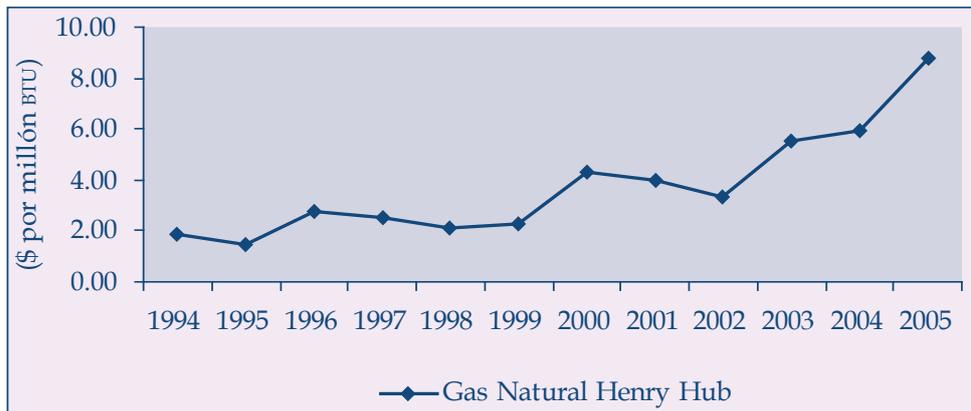


Fuentes: OPEC Annual Statistical Bulletin y MEM de Venezuela. PODE. Varios años.

En la gráfica 2 se puede observar también para el mismo período la evolución de los precios promedios del gas natural, en dólares por millón de BTU (la unidad térmica británica). Como no hay datos de precios del gas natural “en tiempo real”, se tomó como referencia el precio promedio ocasional del Henry Hub, el sitio del Estado de Louisiana donde se concentran las mayores ventas ocasionales y a futuro de gas natural en Estados Unidos, usado por los comerciantes como punto de referencia para la entrega física de sus contratos, y cuyos precios les sirven de sustitutos para el cálculo de los precios corrientes –en tiempo real– del gas natural en boca de pozo.

Gráfica 2

Precio promedio del petróleo crudo, 1994-2005 ( en us \$ nominales por barril)



Fuente: Dow Jones &amp; Company

Los precios de la cesta petrolera venezolana de exportación, los del WTI y los del Henry Hub, se usan acá como medios de aproximación a la evolución de los precios de los hidrocarburos en América Latina, excluido México. Al fin y al cabo, estos son precios de referencia usados con frecuencia para calcular el valor de las exportaciones e importaciones de crudo y gas natural en la región.

Las gráficas 1 y 2 también muestran que entre 1998 y 1999, cambiaron las tendencias de los precios promedio del petróleo crudo y del gas natural. Desde entonces, y hasta 2005, se han multiplicado por cuatro, en términos nominales.

### Regímenes fiscales

Como se ha demostrado que “no hay un modelo óptimo de fiscalidad para los proyectos de gas y petróleo” (Sunley, Baunsgaard and Simard, 2003: 168), acá se supone: *a)* que la participación fiscal de los gobiernos latinoamericanos en la exportación de crudo y gas natural está dada exclusivamente por las regalías y los impuestos sobre la renta (también llamados a veces impuestos corporativos), supuesto que se corresponde en lo esencial con la definición anglosajona de *government take* (Johnston, 1994); y *b)* que las tasas de regalías y de impuestos sobre la renta fueron minimizadas en la década de los noventa como incentivos para atraer inversión privada, bajo la premisa de que los precios eran bajos y su tendencia era o bien a estabilizarse en un nivel relativamente bajo o a continuar descendiendo. Entonces, en tiempos de precios altos y con tendencia a crecer, como está ocurriendo desde 1999 en adelante, las nuevas elites del poder han comenzado a exigir la renegociación de los contratos y el aumento de las tasas. Si las tasas permanecieran en los niveles relativamente bajos de la década de los noventa, podríamos estar aproximándonos a la considera-

ción teórica de los recursos naturales como un “bien libre”, pero no un “bien libre de la humanidad”, sino –en el estado actual del mercado petrolero internacional– “un bien libre para las empresas petroleras”, situación intolerable para los propietarios del recurso y los consumidores.

Esta intolerancia, justificada por lo demás, ha hecho reaccionar a las nuevas elites del poder en algunos países productores y exportadores de hidrocarburos de América Latina y exigir reformas de los regímenes fiscales. A continuación, presentaremos sumariamente el contenido de las reformas y de las exigencias de reforma en tres países: Venezuela, Bolivia y Ecuador.

Venezuela. La política petrolera del gobierno venezolano presidido por Hugo Chávez parece descansar en tres bases (Mora Contreras, 2005), dos de las cuales están íntimamente relacionadas con el régimen fiscal:

- 1) Cooperación estrecha con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). El gobierno venezolano ha dado muestras de estar dispuesto a cooperar estrechamente con la OPEP, siempre y cuando la Organización adecue (valga decir, controle) su volumen residual de producción de crudos para satisfacer estrictamente la demanda petrolera mundial insatisfecha y, así, mantener altos los precios y elevados los ingresos por exportaciones. Esta base descansa en el supuesto siguiente: en el corto y mediano plazo, y en períodos de exceso de oferta, los ingresos venezolanos por exportaciones petroleras son más sensibles a las variaciones de los precios que a la de los volúmenes, a causa de la inelasticidad de la demanda de ciertos derivados en algunos mercados (como la gasolina en el mercado estadounidense, en concreto); y,
- 2) Apropiación estatal de la mayor parte de la renta petrolera internacional. Para afianzar esta segunda base, la nueva elite del poder creó en poco más de dos años, decreto tras decreto y constitucionalmente, los nuevos marcos normativos formales que regulan ahora la industria de los hidrocarburos en Venezuela (ver cuadro 5), sorprendentes para más de un avezado actor petrolero nacional e internacional.

#### Cuadro 5

##### Ámbito de la reforma del marco de regulación de los hidrocarburos

Marco reformado	A través de:	Gaceta Oficial núm.	De Fecha
Ley del gas	Decreto núm. 310	36.793	23 09 1999
Régimen fiscal del gas	Decreto núm. 307	5 390 Extraordinario	22 10 1999
Reglamento del gas	Decreto núm. 840	5 471 Extraordinario	05 06 2000
Constitución	Referéndum	5 453 Extraordinario	24 03 2000
Ley del petróleo	Decreto núm. 1.510	37.323	13 11 2001
Régimen fiscal del petróleo	Decreto núm. 1.554	5 556 Extraordinario	28 12 2001

Fuente: elaboración del autor sobre la base de la información suministrada en la *Gaceta Oficial de la antigua República de Venezuela, hoy República Bolivariana de Venezuela*.

El ámbito de la reforma del marco de regulación de los hidrocarburos se puede resumir de la manera siguiente:

- a) Las actividades de la industria del gas natural no asociado a la producción de petróleo crudo, llamado también gas libre o seco, están reguladas por la ley orgánica de hidrocarburos gaseosos de 1999. Todas sus actividades, y las actividades aguas abajo del gas asociado a la producción de petróleo, industrialización, comercio interior y exterior, se desmonopolizaron de Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA), y ahora pueden ser ejercidas por agentes privados, con o sin participación estatal, o continuar siendo ejercidas por el Estado. En otras palabras, la industria del gas se abrió a la inversión privada. Los inversionistas –sean públicos, privados o mixtos–, están obligados a pagar al Estado central una regalía de 20% de los volúmenes de hidrocarburos extraídos de “cualquier yacimiento”, y no reinyectados.
- b) Las actividades de la industria del petróleo están reguladas por la ley orgánica de hidrocarburos de 2001, que entró en vigencia el 1º de enero de 2002. Ella regula a todos los hidrocarburos (petróleo crudo, bitumen natural, condensado natural y gas asociado a la producción de petróleo, aunque sobre él nada se dijo explícitamente), y a todas las actividades de su industria en el país. Reservó al estado central todas las actividades *aguas arriba* de la industria de los hidrocarburos (exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento inicial), y parte de las actividades *aguas abajo* (refinerías e instalaciones y obras “existentes” dedicadas al transporte “principal” de productos y gas). Por consiguiente, el Estado central puede realizar estas actividades directa o indirectamente. En este último caso puede recurrir a empresas mixtas (con participación privada), siempre y cuando se cumplan un par de condiciones previas: primero, que el Estado tenga una participación “mínima” de 51% en el capital de la empresa, lo cual lo obliga a intervenir financieramente en el negocio y le permite controlar a la empresa; y, segundo, que la constitución de la empresa y los términos en que ella se constituya sean aprobados por la asamblea nacional. Cualesquiera sea el origen del inversionista, está obligado a pagar al Estado central 30% como regalía de los volúmenes de hidrocarburos extraídos de “cualquier yacimiento”. En ciertos casos, *ex post*, no *ex ante*, las empresas pueden solicitar la rebaja de la regalía hasta 20% (yacimientos maduros o petróleo extrapesado de la faja del Orinoco) o hasta 16 2/3% (proyectos para mezclas de bitúmenes procedentes de la faja).

Las actividades de refinación, comercialización e industrialización de hidrocarburos pueden ser ejercidas por el Estado, pero también se abrieron a la inversión privada.

La nueva ley obligó a las empresas operadoras que realicen actividades de exploración y producción conjuntamente con actividades industriales y comerciales a “llevar y presentar por separado” la contabilidad de cada actividad. Idéntica obli-

gación tienen las empresas que ejerzan cualquiera de las actividades que integran la cadena de comercialización. Así, se trata de “cercar” fiscalmente cada actividad, impidiendo la transferencia de costos entre ellas.

Dos decretos-leyes adicionales permitieron al Presidente Chávez reformar el régimen fiscal de los hidrocarburos de la Ley de Impuesto Sobre la Renta. Dispuso, por el primero (Decreto núm. 307 de 1999), que las empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados están sometidas al régimen fiscal ordinario establecido en la Ley de Impuesto Sobre la Renta para las compañías anónimas, es decir: 34%. Y dispuso, por medio del segundo (Decreto núm. 1 554 de 2001), que la tasa aplicable a las empresas dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, como refinación y transporte, es de 50%. En otras palabras, el Presidente Chávez eliminó la tasa impositiva nominal de 67.7% que se aplicaba en Venezuela a los ingresos netos de las empresas petroleras. De esta manera, según el antiguo Ministro de Energía y Minas, hoy Ministro de Energía y Petróleo, “... se mantiene la participación fiscal nacional en un rango de 54%, cónsono con lo obtenido en los últimos 25 años” (Ministerio de Energía y Minas, memoria 2001: 2).

Recientemente, el gobierno venezolano inició una serie de negociaciones con las empresas privadas y extranjeras que habían obtenido contratos de exploración y producción bajo la llamada política de “Apertura petrolera” de la década de los noventa para convencerlas de someterse al nuevo marco de regulación y al nuevo régimen fiscal, que facilita y asegura al Estado central la recaudación de parte de la renta.

¿Es toda ésta una muestra concreta del tipo de negociación que no hace mucho proponía el actual viceministro de hidrocarburos de la República Bolivariana de Venezuela para arreglar conflictos que involucran derechos soberanos (Mommer, 2002: 235)? ¿Es ésta reforma ejemplo concreto de un nuevo e incipiente compromiso internacional alcanzado entre propiedad pública de los recursos naturales no renovables, inversionistas privados y extranjeros, gobiernos de los grandes países consumidores de hidrocarburos e instituciones multilaterales internacionales?

En 2003, tres funcionarios del Departamento de Asuntos Fiscales del Fondo Monetario Internacional (FMI) escribieron en un texto publicado por esta institución: “Para asegurar que el Estado reciba como propietario del recurso una participación apropiada de la renta económica generada por la extracción de petróleo y gas, el régimen fiscal debe ser apropiadamente diseñado”<sup>4</sup> (Sunley, Baunsgaard and Simard, 2003: 153). ¿Expresa esta afirmación un cambio significativo en el pensamiento económico del FMI sobre los derechos de propiedad pública? Como suele ocurrir en estos casos, los editores se cuidaron de agregar la consabida coletilla, excluyente de

<sup>4</sup> “To ensure that the state as resource owner receives an appropriate share of the economic rent generated from extraction of oil and gas, the fiscal regime must be appropriately designed.”

responsabilidad institucional: “Las visiones expresadas en esta publicación son sólo las de sus autores y ellas no necesariamente representan la posición o la política de sus gobiernos nacionales, organizaciones, gobiernos, o entidades mencionadas en cualquier parte de esta publicación” (p. viii).

Bolivia. El poder público boliviano sancionó el 17 de abril de 2005 la ley de hidrocarburos núm. 3 058, cumpliendo así, en parte, con los resultados del referéndum sobre la política de hidrocarburos convocado el 18 de julio de 2004. La nueva ley comenzó por recuperar para el Estado el derecho de propiedad de todos los hidrocarburos “en boca de pozo” y el derecho de establecer la política sobre ellos, atribuciones que había perdido en la ley núm. 1 689 de 1996. Sin embargo, y a pesar de que la primera de estas dos medidas atenta contra la libertad de las empresas privadas para disponer del volumen de producción, ni las empresas abandonaron Bolivia ni la ley optó por nacionalizarlas (Petrobrás, entre ellas), aunque las conminó a “convertirse obligatoriamente” a sus disposiciones en el plazo de 180 días.

Además, la ley refundó a YPFB como empresa estatal, y la autorizó a “participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos”, transfiriéndole, entre otras cosas, “la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo”. Pero, YPFB no es de nuevo el monopolio estatal que era antes de la “capitalización”.

En fin, la nueva ley creó un impuesto directo a los hidrocarburos (IDH) de 32%, fijo, sin deducción de gastos ni posibilidad de compensarlo contra otros impuestos, que sumado a 18% de las regalías –que ya se aplicaban al precio de los hidrocarburos en boca de pozo<sup>5</sup>–, dan al Estado una participación “mínima” de 50% del valor de la producción de los hidrocarburos en boca de pozo. Por si hubiere lugar a dudas, la ley precisa que “la sumatoria de los ingresos de 18% por regalías y de 32% del IDH no será nunca menor a 50 % del valor de la producción de los hidrocarburos a favor del Estado”. En otras palabras, si suponemos que en Bolivia los precios promedios del crudo y del gas natural en boca de pozo son iguales a US \$ 40 el barril y US \$ 6 el millón de BTU, el Estado obtiene ahora, para sí, una participación fiscal mínima de US \$ 23 dólares  $(40+6/2)$ , superior a la que obtenía bajo el régimen fiscal precedente: 18% de regalías y 25% de impuesto a las utilidades de las empresas (según la ley núm. 843).

Según esta ley, el Ministerio de Hidrocarburos boliviano recuperó la competencia para determinar los precios, y en tal sentido, debe tomar como referencias el precio del WTI para el crudo y el precio real de exportación para el gas natural.

Ecuador. “Es tiempo de renegociar los contratos con las empresas petroleras” dijo el Presidente de Ecuador, Alfredo Palacio, en un programa de televisión ecuatoriano a mediados de 2005. Es “injusto” que las compañías se queden con 80% de

5 En el régimen fiscal boliviano hay tres regalías, cuyas tasas varían en función de la entidad que se las apropia: una departamental de 11%, en beneficio del departamento donde se realiza la producción, otra nacional de 1%, y una participación de 6% a favor del Tesoro General de la Nación.

las ganancias, especialmente ahora que los precios del crudo avocinan los US \$ 70 por barril. Palacio también dijo que el reparto de ganancias en una proporción 80:20 entre las compañías y el gobierno es “insostenible” y será necesario revisarlo para llevarlo “al menos” a 50:50. Según el mismo Presidente, las empresas extranjeras –Petrobrás, Repsol YPF, Encana Corp., Occidental Petroleum Corp., AGIP SPA y Perenco– estarían dispuestas a revisar sus contratos, aunque Watkins (2005: 30), *senior correspondent* de la revista especializada *Oil & Gas Journal*, “no lo hubiese oído”.

### Conclusiones

Este artículo comenzó planteándose una interrogante como título en lenguaje coloquial: ¿se les está moviendo el piso a las empresas petroleras en América Latina? Por “movimiento de piso” la respuesta se refirió primero a una serie de reclamos y exigencias que los gobiernos y las comunidades locales les hacen a las empresas petroleras en muchos países de la región y, segundo, a los cambios que esos reclamos y exigencias podrían estar expresando en relación con los resultados de la privatización de las EPP en América Latina. Luego, se recordó brevemente el consenso privatizador de las elites y su argumento económico. Se recordó también que la privatización total o parcial de las EPP correspondientes dependió, en cada país, del consenso alcanzado entre las elites del poder nacional, a excepción de México y Uruguay. En México, porque parte de la elite se opuso firmemente a la privatización de Pemex; y en Uruguay, porque la mayoría de la población votó en contra de mayor privatización de ANCAP. Más tarde, cuando se evaluó el conjunto de la privatización de las EPP, se encontró que aunque la relación reservas/producción muestra tendencias inquietantes las variables fundamentales de la industria de los hidrocarburos en América Latina presentan resultados que pueden ser considerados someramente satisfactorios para el “mercado interno” y externo de la región. Por esta razón, la investigación se planteó entonces dos hipótesis: 1) que el “mercado interno” creció porque crecieron los precios internos de los derivados en la mayoría de países, dada la inelasticidad-precio de su demanda, y tendieron a alinearse sobre los precios del Golfo de México en los Estados Unidos; y, 2) que los precios internacionales crecientes del crudo y del gas natural explican más las exigencias de las nuevas elites para exigir la renegociación de los términos y condiciones de los contratos de exploración y producción y un mejor reparto de la renta que los resultados de la privatización en sí. A falta de información disponible, la primera hipótesis quedó como una conjetura. La segunda, esperamos haberla comprobado satisfactoriamente. Faltaría entonces por saber si el “movimiento del piso” quedará restringido a negociaciones como esas o tomará otros derroteros. ¿Se unirán otras elites de otros países exportadores de la región a las negociaciones emprendidas en Venezuela y Bolivia? Faltaría también por saber ¿qué ha pasado con Pemex y ANCAP? ¿Cómo y cuál ha sido su desempeño durante este primer período de la privatización de las EPP en América

Latina? ¿Cuál será su futuro en una región que hasta ahora parece encontrarse relativamente satisfecha con una industria petrolera en la que en cada nación coexistan una EPP desmonopolizada y empresas petroleras privadas y extranjeras? Quizá la mejor manera de sintetizar el contenido no excluyente de las reformas emprendidas hasta ahora y el tipo de negociación que se está llevando a cabo en algunos países de América Latina entre las nuevas elites del poder y las empresas petroleras para someterlas a las leyes nacionales y obligarlas a repartir mejor la renta sea citando las palabras del actual Ministro de Energía y Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela y Presidente de PDVSA, Rafael Ramirez: “A nosotros nos interesa que el capital privado esté en el país” (Caracas. *El Universal*, 19 de febrero de 2005, p. 2-2) ■

### Bibliografía

- Altomonte, Hugo y Jorge Rogat, (2004), “Políticas de precios de combustibles en América del Sur y México: implicancias económicas y ambientales”, CEPAL, Serie Manuales núm. 35, Santiago de Chile, agosto.
- Campodónico, Humberto (2004), “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura núm. 78, Santiago de Chile, octubre.
- De la Vega Navarro, Angel (1997), La transnationalisation de l’industrie pétrolière et le “décalage mexicain”, *Revue de l’Énergie*, núm. 484, janvier, pp. 54-65.
- Johnston, Daniel (1994), *Internacional Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Tulsa, Oklahoma, PennWell Publishing Company.
- Kielmas, Maria (1999), “Outcome of electricity debate will affect future of Pemex”, *Petroleum Economist*, June, Volume 66, Number 6, pp. 74-77
- Mommer, Bernard (2002), *Global Oil and the Nation State*, Oxford, Oxford University Press.
- Mora Contreras, Jesús (1998), “La Capitalización de YPF en el Proceso de Transformación de Bolivia en Distribuidor de Gas Natural para el Mercosur”, XXXIII Asamblea Anual de CLADEA, Santo Domingo, República Dominicana, 11 al 13 de octubre, Disponible en: <http://webdelprofesor.ula.ve/economia/jmora>
- Mora Contreras, Jesús (2005), “Las bases de la política petrolera rentista y bolivariana del gobierno de Chávez”, Mérida (Venezuela), Universidad de Los Andes (inédito).
- Petroleum Economist* (1998), “Appetite for new acres is undiminished”, Volume 65, Number 5, May.
- Sunley, Emil; Thomas Baunsgaard, and Dominique Simard, (2003), Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience, en Davis, J.M. *et alli* (editors) *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*, Washington, Internacional Monetary Fund.
- Watkins, Eric (2005), Ecuador’s oil squeeze, *Oil & Gas Journal*, September 12, Volume 103, Issue 43. pp. 30-31.