

# Petróleo

El dinero fácil,  
¿el diablo se lo lleva?



POR JULIO OLEAS

INVESTIGACIÓN: NICOLÁS ALVEAR

Los recursos petroleros siguen siendo la piedra de toque de transnacionales y gobiernos en el mundo entero. Sus precios internacionales han sido controlados con todo tipo de recursos, políticos o de mercado, pero al final la ley de la demanda (la escasez de un bien eleva su precio) se está imponiendo. En este escenario, cualquier productor, marginal o no, solo tiene dos opciones: o desperdicia la oportunidad o la aprovecha, mientras dure la bonanza. Todo depende de cómo se quiera asumir el reto, de la responsabilidad y de la transparencia para hacerlo.

## La era de los precios bajos

Como la mayoría de *commodities*, el precio del petróleo crudo suele ser muy inestable. Su evolución está determinada por cambios de la demanda y de la oferta —de la OPEP y de otros productores—, que han tratado de ser controlados por compradores y vendedores. Según WTRG Economics, desde 1869 el precio internacional “a boca de pozo” ha sido, en promedio, de \$ 19,41 por barril (ajustado por inflación, a dólares de 2004), mientras que en EEUU fue de \$ 18,59 por barril, pues estuvo “severamente regulado” por medio del volumen producido o de controles de precios.

Luego de la Segunda Guerra Mundial, entre 1948 y 1960, el precio subió de \$ 15 a \$ 17 por barril (siempre ajustado por inflación, a dólares de 2004), pero para 1970 se contrajo a solo \$ 13 por barril. Eran los tiempos en que las transnacionales del petróleo y los países con reservas mantuvieron alineados sus intereses con los de los gobiernos de los países desarrollados. En esa época, se logró un crecimiento en el Norte sustentado en materias primas baratas y, en general, equilibrado. Pero pese al incremento de la demanda de los sesentas y setentas, el poder adquisitivo de un barril de petróleo se redujo 40%.

Este balance de fuerzas cambió en marzo de 1971. En dólares corrientes, en 1972 el precio del barril de crudo era de \$ 3 y para fines de 1974 se cuadruplicó hasta los \$ 12 por barril. El 5 de octubre de 1973 la guerra de Yom Kippur comenzó con un ataque de Siria y Egipto a Israel. El decidido apoyo dado a Israel por EEUU y otros países del hemisferio occidental fue respondido con un embargo de los productores árabes, que redujeron su producción en 5 millones de barriles por día (mbd). Otros productores la incrementaron en 1 mbd, pero para marzo de 1974 la oferta total se había reducido en 7%. Estos cambios confirmaron el poder de la OPEP (fundada en 1960 por Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela, y que once años después ya incluía a Qatar, Indonesia, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Nigeria y Argelia) para controlar el precio del petróleo por medio de recortes de la producción.

Entre 1974 y 1978, el precio del crudo pasó de \$ 12,21 a \$ 13,55 por barril (dólares corrientes) que, ajustados por inflación, presentan una ligera reducción. Entre noviembre de 1978 y junio de 1979, la revolución fundamentalista de Irán provocó una merma de la producción de 2,5 mbd. En septiembre de 1980, Irak invadió Irán y para noviembre de ese año, la producción conjunta de esos dos países se redujo a 1 mbd, es decir 6,5 mbd menos que un año antes. Estos factores combinados provocaron un nuevo incremento de los precios del crudo, de \$ 14 por barril en 1978 a \$ 35 por barril en 1981 (dólares corrientes). 25 años más tarde, la producción iraní solo equivale a dos tercios del nivel alcanzado por el régimen del Sha de Irán (Reza Pahlevi), depuesto por los ayatolas.

En esa época, el gobierno de EEUU decidió controlar los precios del crudo extraído de sus reservas, valorándolo hasta en un 50% menos que el del resto del mundo. Si bien esta medida moderó los efectos de la recesión, no alentó la exploración y producción de crudo y las tasas de consumo interno no se redujeron como era de esperar, pues, con gasolina barata, la industria automotriz no opti-

mizó como debía el rendimiento de los automóviles, tampoco las casas y los edificios comerciales desarrollaron los aislamientos térmicos necesarios y la industria en general descuidó su eficiencia energética. En resumen, EEUU no logró reducir su dependencia energética como hubiera podido hacerlo si dejaba que el mercado mundial determinara los incentivos correctos.

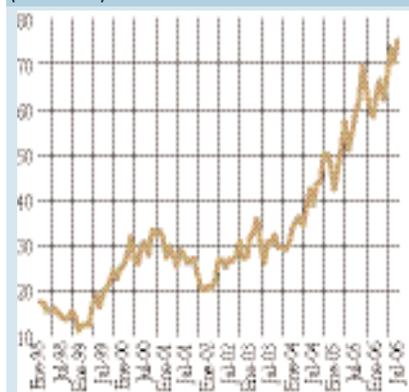
Como era de esperarse, en el inicio de la década de 1980, la elevación de precios incentivó a los países no pertenecientes a la OPEP a explorar y producir más crudo. Entre 1980 y 1986, éstos incrementaron su producción en 10 mbd y la OPEP tuvo menos demanda. En agosto de 1985, Arabia Saudita decidió anclar el precio de su crudo al mercado spot y para el año siguiente incrementó su producción de 2 mbd a 5 mbd. Al mediar 1986, los precios del crudo bajaron a \$ 10 por barril (dólares corrientes).

LOS PAÍSES COMPRADORES SON MÁS DEPENDIENTES DEL PETRÓLEO DE LO QUE ERAN HACE DOS DÉCADAS. ESTO ESTÁ CAMBIANDO LAS RELACIONES DE FUERZA ENTRE LOS ESTADOS.

La capacidad de la OPEP para fijar el precio fue efímera, al igual que sus posibilidades reales de disciplinar a sus miembros. La invasión de Irak a Kuwait determinó una nueva subida del precio y en 1990 la incertidumbre provocada por la Guerra del Golfo causó otro incremento que duró poco, pues para 1994 descendió a su nivel más bajo desde 1973 (ajustado por inflación).

Pero el crecimiento de la demanda no se iba a detener. Entre 1990 y 1997 el consumo mundial de crudo creció en 6,2 mbd, por lo que, en diciembre de 1997, la OPEP incrementó su cuota en 2,5 mbd, hasta alcanzar los 27,5 mbd en enero de 1998. En ese año, debido a la crisis financiera de Asia, el consumo de esa región se detuvo por primera vez desde 1982. La combinación de menor demanda y más producción provocó una caída de los precios internacionales que continuó hasta 1999 (recuérdese que el precio del crudo Oriente –el producido por Ecuador– cayó a \$ 9 por barril en 1998). Para mediados de 1999, la OPEP redujo su oferta en cerca de 3 mbd y los precios se recuperaron hasta los \$ 25 por barril, nivel al que lo hubieran querido mantener las potencias industriales del Norte.

GRÁFICO 1  
PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO WTI,  
1998-2006  
(US\$ X BARRIL)



FUENTE: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.

Pero los errores estratégicos de las potencias mundiales, la inestabilidad política de Oriente Medio, el retraso en el desarrollo de fuentes alternativas de energía y el constante crecimiento de la demanda en China e India han provocado una incontenible elevación de los precios iniciada en enero de 2002, según se puede apreciar en el Gráfico 1, que para el petróleo marcador West Texas Intermediate (WTI) ha subido de \$ 21,03 por barril en ese mes y año, hasta \$ 75,19 en julio de 2006.

## El nuevo escenario de precios

Luego del ataque terrorista del 11 de septiembre de 2001, el precio cayó en picada, pero la OPEP demoró en reducir su cuota en 1,5 mbd hasta enero de 2002, lo que junto a las reducciones de la producción rusa lograron estabilizar el precio en el rango de \$ 25 por barril. A fines de ese año, una huelga en la venezolana Pdvs redujo la oferta mundial en cerca de 2 mbd y tres meses más tarde, en marzo de 2003, la invasión norteamericana a Irak produjo una nueva restricción de la oferta.

En 2004 y 2005, la producción real del mundo fue 1 mbd inferior a la potencial, margen insuficiente para compensar cualquier recorte que pudiera realizar casi cualquier productor de la OPEP y, en todo caso, muy pequeño como para controlar los precios, mientras la economía norteamericana mantenía una tasa de crecimiento importante y la demanda de China, India y los dragones del Asia seguía creciendo.

Con un consumo mundial superior a los 80 mbd, los niveles actuales de producción determinan un nuevo nivel de precios internacionales. Los \$ 25 por barril de hace cuatro años y medio ya no regresarán. Al parecer, el punto al que ha llegado la explotación mundial de crudo indica que la era del petróleo barato ha terminado (Recuadro 1).

Más todavía, en anteriores eventos de subidas de precios, la industria petrolera se ponía a explorar intensamente y, al cabo de uno o dos años, nuevos pozos entraban en producción. La perforación de un pozo de petróleo es una inversión de capital con la expectativa de obtener ganancias por la venta de su producción, por lo que la cuenta de plataformas operativas da una idea de la confianza de la industria en su futuro. Así, en EEUU, entre 1974 y 1982 el número de plataformas creció de 1.500 a más de 4.000, para luego descender a poco más de 100 a mediados de 1999, un año después del nivel mínimo de precios en el mundo.

RECUADRO 1

## LA ERA DEL PETRÓLEO BARATO HA TERMINADO

Por Fernando Puente

¿Se está acabando el petróleo? Las últimas subidas del precio del crudo, que le han llevado a acercarse a la temida cifra de los \$ 100 por barril, han reavivado una polémica relativamente vieja. La del oscuro futuro que les espera a los países industrializados, y con ellos al resto del mundo, cuando la producción de la principal fuente de energía empiece a caer irremediamente. La teoría del Pico de Hubbert (1956), que ha pasado de los libros al vocabulario diario de decenas de casas de análisis económico, advierte del punto temporal a partir del cual las compañías petrolíferas no conseguirán suplir las reservas de crudo que se agotan, con el hallazgo de otras nuevas. O lo que es lo mismo, el momento en el que la producción de crudo comenzará a decaer. Ideado por el geólogo **M. King Hubbert** de la petrolera Shell, que lo pensó para el mercado estadounidense, recopilando datos de pozos del país y sumando todas sus curvas de extracción. Para EEUU, los hechos lo confirmaron en la fecha prevista: 1970. La pregunta ahora es ¿cuándo ocurrirá para el resto del planeta?

La respuesta es confusa. Hubbert predijo que la producción de crudo a escala global alcanzaría su máximo a finales del siglo XX, o a principios del XXI. Y desde entonces caería irremediamente. Pero nadie se ha atrevido a dar una fecha exacta. Muchos estudios aseguran que estamos en los años del pico, aunque para cada informe que promete que la producción global va a empezar a caer en breve, hay otro que afirma que el descubrimiento de nuevas reservas y el desarrollo de nuevas técnicas de extracción conseguirán retrasar el cenit o suavizar el descenso. Eso cree la industria petrolífera. **Álvaro Mazarrosa**, de la Asociación de Operadores Petrolíferos (AOP) de España, recuerda que, en el pasado, los descubrimientos de nuevas

reservas han conseguido extender sucesivamente el horizonte en el que se situaba el agotamiento del mineral.

Y así debería ocurrir: las nuevas tecnologías y el alto precio del crudo ponen al alcance de la industria –y del mercado– nuevos campos, cuya explotación antes se consideraba imposible. Para la AOP y el resto de organismos internacionales, el mundo no comenzará a ver caer la producción de petróleo hasta, al menos, 2030 ó 2040. No hace falta ir demasiado lejos para suponer hacia dónde apunta realmente la estrategia de las grandes empresas petrolíferas. Este tipo de empresas ya están pensando en cambiar su modelo de negocio, si no lo han hecho ya.

El consumidor asiste a la mutación de compañías como BP Global, que incorpora la imagen de un girasol en su logotipo, encabeza su presencia en Internet con el epígrafe “BP y la sostenibilidad” y que además está adquiriendo una fortísima presencia en el mercado de la generación eléctrica –especialmente en España–, mediante una filial –BP Solar– que un día bien podría convertirse en matriz.

Los responsables políticos mundiales llevan algún tiempo lanzando mensajes más o menos claros, del tipo “hay que acostumbrarse a una energía más cara”, en referencia al hecho de que la falta de producción sobrante a nivel mundial va a elevar los precios. Desde hace un año la campaña publicitaria del gigante estadounidense Chevron, titulada *Will you join us?* (“¿Quieres unirse a nosotros?”), anuncia: “Una cosa está clara: la era del petróleo fácil ha terminado. Así que comencemos el debate: ¿cómo cubriremos la demanda del mundo entero en este siglo y el siguiente?”

**Wenceslao Martínez del Olmo**, geólogo al servicio de la petrolera hispanoargentina Repsol YPF, le da cuatro décadas al mercado. Menos de lo que duran ya algunas hipotecas. “Aún hay reservas contabilizadas de petróleos medios y ligeros, del orden de 1’300.000 millones de barriles, que al ritmo de consumo de 80 millones de barriles/día (30.000 millones/año) asegurarían 40

años de suministro”, afirma, para añadir que “algunas estimaciones (de consumo) apuntan a que esos 40 años se acortarán, pues en los próximos veinte, China, India, Asia, Rusia y África doblarán la demanda”.

La gran esperanza del mercado –el descubrimiento y explotación de nuevos yacimientos, y el desarrollo de tecnologías que permitan convertir en derivados comerciales tipos de crudo que antes se desechaban– tiene problemas: el número de barriles en reservas encontradas anualmente no deja de disminuir desde hace tres décadas, y el tamaño de los yacimientos que se encuentran actualmente (especialmente los de Asia Central) los hará insuficientes aun para cubrir el constante aumento de la demanda.

Los “otros crudos”, como los que se encuentran mezclados con otro tipo de rocas, son demasiado escasos (7.500 millones de barriles, frente a un total de 1’300.000 millones) y su extracción es demasiado costosa como para suavizar una inevitable escalada de precios.

Hasta hace poco, Arabia Saudí –principal productor del planeta– ocupaba el papel de amortiguador del mercado: cuando la demanda se disparaba, aumentaba la producción. Pero esto ya no es posible, porque no tiene capacidad extractiva libre (produce al 100%). Esto aumenta la volatilidad del merca-

do y cualquier pequeña crisis se convierte en una fuerte subida de precios.

Por si fuera poco, el opaco reino del Golfo Pérsico asegura que bajo sus dunas se encuentran las mayores reservas de oro negro del globo. El problema es que sólo Saudi Aramco, la compañía estatal, sabe si esta afirmación es verdad. Según **Matt Simmons**, un reputado experto en el campo de la producción petrolífera, autor del *best seller*, *Ocaso en el desierto: el próximo colapso del petróleo saudí y la economía mundial*, las sombras sobre Arabia Saudí son suficientes como para dudar de su capacidad para seguir siendo la despensa del crudo mundial.

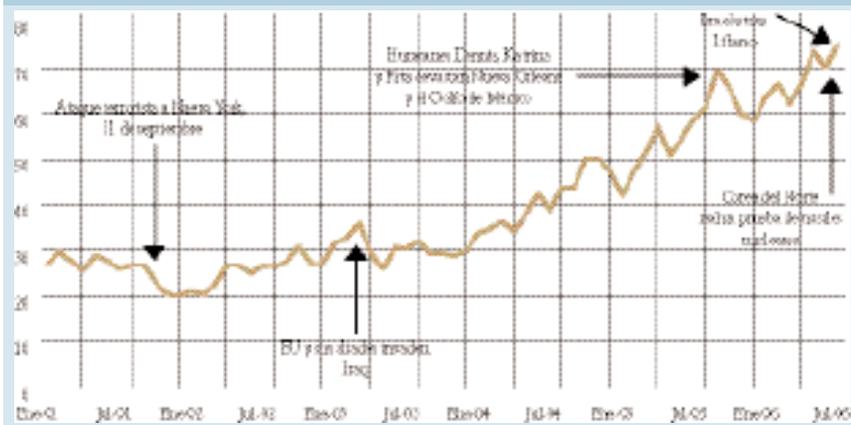
Las gigantescas reservas de Arabia no serían ni tan grandes ni tan rentables como la monarquía saudí pretende. Aún peor: por la naturaleza geológica de los campos petrolíferos, cuando el crudo se saca demasiado rápido, el yacimiento se agota antes. Y según Simmons, la arcaica monarquía se ha visto obligada en los últimos tiempos a manejar con demasiado frenesí la máquina de hacer petrodólares, asfixiando a la gallina de los huevos de oro. El experto exige más transparencia en los mercados, para que se conozcan las cifras reales de producción y reservas del planeta. Sólo así se podría saber, a nivel planetario, cuánto crudo hay y dónde, en qué condiciones se lo puede extraer y, sobre todo, para cuánto tiempo.

El problema, en todo caso, está muy lejos de resolverse con una simple fecha. No se trata de averiguar cuándo se acabará el crudo sino cuándo empezará a declinar la producción y cuáles serán las consecuencias de esa caída. En un mundo que consume 84 millones de barriles al día, y que produce 84,5 –apenas un 0,6% más–, hay poco por hacer, aparte de sentarse a esperar que el precio del crudo se dispare en los próximos cinco años desde los \$ 70 actuales a mucho más de \$ 100. O de \$ 200, si hacemos caso a algunos analistas especializados en el sector energético. Las posibles repercusiones económicas de esos precios son demasiado importantes como para no tenerlas en cuenta. (*Servicio de El País*)

### Las cifras del declive

- 55 países de los 65 mayores productores ya han alcanzado su pico de Hubbert y su extracción ha comenzado a caer.
- Los EEUU alcanzaron el pico de producción en 1971.
- Algunos de los países de la OPEP ya han comenzado a ver cómo bajan sus exportaciones y, de hecho, se han convertido en importadores netos.
- Los yacimientos del Mar del Norte, en Europa, alcanzaron su cenit a mediados de la década de los 90. Su producción está ahora en niveles similares a los de la década de los 80.
- El campo más grande de México, Cantarell, alcanzó su pico el año pasado. Lo mismo ocurrió en el campo Burgan, de Kuwait.

GRÁFICO 2  
FACTORES NATURALES Y GEOPOLÍTICOS PRESIONAN EL PRECIO DEL CRUDO



FUENTE: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.

Este hecho, sumado al retraso del desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, ha colocado a EEUU, el mayor comprador de crudo del mundo (alrededor de 25% del total, es decir unos 20 mbd), en una peligrosa posición de dependencia del recurso.

Este nuevo nivel de precios de la industria petrolera no se explica únicamente por las condiciones de la oferta y la demanda. También desastres naturales y sobre todo la conflictividad internacional presionan al alza los precios del recurso, ahora más estratégico que nunca (Gráfico 2).

### Ecuador, competidor marginal

Aunque les cueste admitirlo, los países compradores son ahora mucho más dependientes del petróleo de lo que eran hace dos décadas, lo que ha contribuido a cambiar las relaciones de fuerza en el concierto internacional. La prepotencia del presidente venezolano no sería la misma si el precio del crudo fuera de \$ 25 por barril (ver *La primera ley de la petropolítica*, en FOREIGN POLICY de este número, p. 65), ni el interés norteamericano en Oriente Medio sería tan grande si se hubiera apresurado a desarrollar fuentes alternativas de energía, como debió hacerlo hace tres décadas.

Sin embargo, el nuevo poder de los países productores está en relación

directa con su participación en la oferta, si no han sido bloqueados políticamente por las coaliciones internacionales que montan los países industrializados. Arabia Saudita sigue siendo determinante, aunque ya ha perdido buena parte de su capacidad amortiguadora de los shocks de demanda. Con 16% de participación en las importaciones estadounidenses, Venezuela ha cobrado nuevas dimensiones en el concierto latinoamericano. Pero otros productores, como Colombia y Ecuador, tienen menos ventajas.

Las autoridades del sector petrolero afirman que Ecuador tendría una reserva de crudos –en su mayoría pesados– equivalente a unos 1.700 millones

CUADRO 1  
RESERVAS DE PETRÓLEO EN AMÉRICA DEL SUR

	Miles de Millones de barriles	Porcentaje
Venezuela	72,6	80,8
Brasil	7,1	7,9
Argentina	2,6	2,9
Colombia	2,6	2,9
Ecuador	2,1	2,3
Guatemala	0,8	0,9
Perú	0,8	0,9
Trinidad y Tobago	0,5	0,6
Cuba	0,3	0,3
Chile	0,2	0,2
Bolivia	0,1	0,1
Surinam	0,1	0,1
<b>Total</b>	<b>89,8</b>	<b>100,0</b>

FUENTE: GAS & ENERGY JOURNAL.

de barriles, es decir 0,13% de las reservas mundiales probadas, que, según el *Oil and Gas Journal* (dic. de 2004) serían de 1.292,6 miles de millones de barriles. La cifra de reservas es muy inestable, pues depende de muchos factores (estratégicos, de mercado, tecnológicos). Así, según otra fuente (Znet, por ejemplo, en <http://www.zmag.org/>), Ecuador tendría 4.600 millones de barriles. Siguiendo las cifras más autorizadas del *Oil and Gas Journal*, las reservas ecuatorianas equivaldrían solo a 2,3% de las reservas totales de América del Sur, calculadas por esa fuente en 89.800 millones de barriles (a diciembre de 2004), y ocuparía el quinto lugar en la región (Cuadro 1).

La producción ecuatoriana, que oscila alrededor de los 500.000 barriles por día, apenas representa 0,006% del consumo mundial, estimado en más de 80 mbd. Si continúa al ritmo actual y no se logra descubrir nuevas reservas, Ecuador dejará de producir petróleo en 10 años, si se atiende a las cifras oficiales del país; en 12 años, si las correctas son las cifras del *Gas and Energy Journal*, y en 25 años si se consideran las cifras de Znet.

Petróleo pesado, una situación marginal en el mercado y poco tiempo por delante serían, en consecuencia, las características fundamentales de la industria petrolera ecuatoriana, ahora penosamente concentrada en la exportación de crudo, mientras las tres viejas refinerías estatales (donde se podría agregar valor al recurso) se caen a pedazos.

### Se desperdicia la oportunidad

Si entre 2002 y 2005 el crudo Oriente se hubiera mantenido estable en \$ 20,6 por barril (precio registrado durante el primer semestre de 2002, cuando el WTI era de poco más de \$ 24 por barril), Ecuador no hubiera percibido ingresos adicionales superiores a los \$ 1.800 millones. Pero en ese período el crudo ecuatoriano, con todo y castigo, ha duplicado su precio hasta alcanzar los \$ 41,01 por barril.

En ese mismo lapso, la incertidum-

bre de la política petrolera ecuatoriana creció a la par que el precio del recurso. Los reclamos de las empresas privadas para que se les devuelva el IVA produjeron litigios con el Estado que incluso fueron llevados a tribunales internacionales, lo que frenó los planes de inversión. Este año 2006 se reformó

la Ley de Hidrocarburos para incrementar la participación del Estado en los nuevos precios internacionales; y por último se declaró la caducidad del contrato de concesión de Occidental Petroleum Co., lo que permitió recuperar el control del bloque del que se extrae un quinto de la producción total.

Todo esto ha sido reivindicado por el gobierno como una política nacionalista de recuperación de la soberanía, que, en un plano más pragmático, tuvo como efecto colateral la suspensión de las negociaciones del Tratado de Libre Comercio (TLC) con EEUU.

Antes, en 2005, el presidente **Alfre-**

RECUADRO 2

## ¿ES POSIBLE "BLINDAR" LOS RECURSOS DEL PETRÓLEO?

Por **María de la Paz Vela**

A escasa semana y media del anuncio de la agenda económica para el segundo semestre de 2006 realizado por el ex ministro de Economía, **Diego Borja**, su reemplazo —**Armando Rodas**— se apresuró a llover sobre mojado: crecimiento esperado de 3,8% en 2006, inflación de 3,1% acorde con la revisión realizada por el Banco Central.

En las Operaciones del Gobierno Central, los cambios se darían únicamente en el cálculo de los ingresos petroleros, mientras que los gastos serían de igual magnitud. Rodas calcula que el Bloque 15 —el que explotaba Occidental— producirá 95.000 barriles por día a un precio fijo promedio —para el segundo semestre de 2006— de \$ 56 por barril, lo que arrojará ingresos extraordinarios por \$ 837 millones netos. Los ingresos tributarios reflejarán una caída debido a una menor recaudación del impuesto a la renta, por la salida de Occidental y por la reforma a la Ley de Hidrocarburos que afecta la renta de las empresas privadas. La reforma a la Ley de Hidrocarburos produciría, según Rodas, \$ 340,6 millones, pero reduciría \$ 85 millones de ingresos por menor impuesto a la renta.

Con Borja los gastos en salarios se elevaron en \$ 140 millones y los de capital en \$ 500 millones: \$ 200 millones al sector hidroeléctrico y \$ 300 millones al de hidrocarburos. Lo des-

tinado a hidroelectricidad sería protegido con un fideicomiso mediante un Proyecto de Ley que sería enviado al Congreso en agosto. El superávit global de 2006 sería de \$ 417 millones, es decir \$ 139 millones menos que el presupuestado por Borja, y su cumplimiento dependerá de un secretario de Estado cuestionado por sus actuaciones anteriores, que ejercerá su cargo al final de un régimen sin otro sustento político que su capacidad para arbitrar recursos abundantes.

Según Rodas, en 2006 la Cereps tendrá ingresos por \$ 996 millones, de los cuales se gastarán \$ 720 millones (casi \$ 300 millones en salud y educación, \$ 350 millones en reactivación productiva y recompra de deuda y \$ 81 millones en investigación, vialidad y ambiente) y el saldo, \$ 276 millones, se transferirá al Fondo de Ahorro y Contingencia al finalizar el ejercicio.

Simulaciones realizadas por el Banco Central advierten que la expansión del gasto corriente financiada con recursos petroleros adicionales no dinamizará la economía. Si los \$ 1.254 millones extras esperados en 2007 (cifra del BCE) se destinan en su totalidad a gasto corriente, la tasa de crecimiento del PIB mejoraría apenas 0,33%, pero la inflación subiría 4,5% adicional a la proyectada (3%); y las importaciones crecerían en 4,7% anual, alentadas por mayores recursos destinados al gasto. Si se considera la pérdida de los beneficios del Atpdea, el aporte al crecimiento económico sería de 0,16% y el crecimiento de las importaciones sería de 3% anual.

Los ingresos extraordinarios deben

destinarse a proyectos de inversión, aconseja el BCE. Si en 2007 se destinan \$ 400 millones a proyectos de infraestructura (30% de los ingresos extraordinarios petroleros), el crecimiento adicional del PIB sería de 0,77%, y los precios caerían 1,7% sin Atpdea. La pérdida de estas preferencias haría retroceder las exportaciones en 2,3% y las importaciones en 1,6%, pero los encadenamientos del sector de la construcción permitirían que la balanza comercial no sufra mayores modificaciones. El escenario de largo plazo sería más favorable: la inversión en generación eléctrica permitiría la reducción de las tarifas y mejoraría la competitividad en varios sectores productivos; el PIB crecería 2,8% adicional ó 2,77% si se pierde el Atpdea; la balanza comercial mejoraría y el consumo de los hogares se incrementaría casi 2%, con una reducción de precios de más de 2,1%.

El BCE considera imperativo “crear mecanismos jurídicos para blindar estos recursos y garantizar su uso adecuado”, mediante un fideicomiso mercantil para los proyectos de inversión en sectores estratégicos, con la totalidad de los recursos adicionales provenientes del sector petrolero. La propuesta de Rodas de constituir un fideicomiso para la inversión hidroeléctrica, solo considera los recursos adicionales por la caducidad del contrato de Occidental, pero no incluye los originados en la Ley de Hidrocarburos reformada. Al parecer, la intención presidencial es destinar los recursos de la reforma de la Ley de Hidrocarburos a la Cereps y, por esa vía, al gasto de corto plazo... de capital o corriente, pero al gasto.

do Palacio y el Congreso decidieron modificar la Ley de Transparencia Fiscal, que frenaba la expansión del gasto público y dotaba a los acreedores externos del país de una posición privilegiada. La modificación limitó la operatividad de los Fondos de Estabilización Petroleros y abrió nuevas posibilidades de expandir el gasto fiscal a cuenta de inversiones sociales. Los recursos adicionales provistos por la Ley de Hidrocarburos reformada y por el Bloque 15 le caen como anillo al dedo al cambio de la política fiscal.

En este punto, recursos que sin discusión deberían destinarse a inversión —técnicamente, a sustituir activos naturales por activos productivos— o, al menos, a reducir los pasivos del Estado, son la piedra de toque de un gobierno que prometió refundar la República en escasos 18 meses (Recuadro 2). No solo que no ha refundado el país sino que ni siquiera ha podido corregir el despilfarro energético originado en la importación de combustibles, que en 2005 ascendió a \$ 1.836 millones, para venderlos en el mercado interno a precios subsidiados para beneficio de traficantes, contrabandistas y consumidores engañados en una atmósfera de falsa riqueza (Gráfico 3).

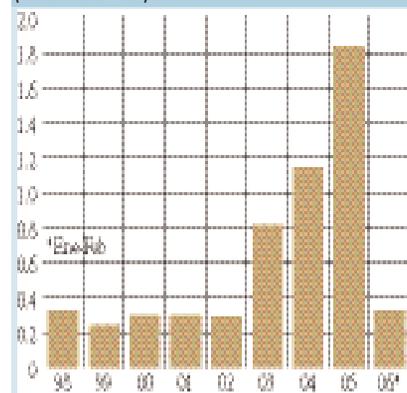
### ¿Problema técnico o político?

Este nuevo boom de precios ya dura cuatro años y, según parece, no tendría reversa. Aunque en los mercados internacionales de materias primas nunca está dicha la última palabra, en el petróleo el problema parece apuntar al tiempo que queda, que será determinado por el volumen de las reservas y por el ritmo de su extracción. En el caso ecuatoriano, la conjugación de estos factores indicaría dos escenarios extremos: uno mínimo, con un horizonte de 10 a 12 años, y otro máximo de 25.

En el primer escenario, en dos y medio períodos presidenciales se habría acabado el festín, como se bautizó al boom de los setentas (si los próximos presidentes logran concluir sus mandatos). El tiempo apremia, pero man-

dantes y mandatarios parecen hipnotizados por el dinero fácil del recurso caro, como si fuese a durar para siempre. Urge un cambio radical estructurado sobre la base de una política de largo plazo, con autoridad superior a los efímeros nombramientos de ministros, presidentes ejecutivos y directorios políticos.

GRÁFICO 3  
IMPORTACIONES ANUALES COMBUSTIBLES,  
1998-2006  
(MILLONES U\$ CIF)



FUENTE: BCE.

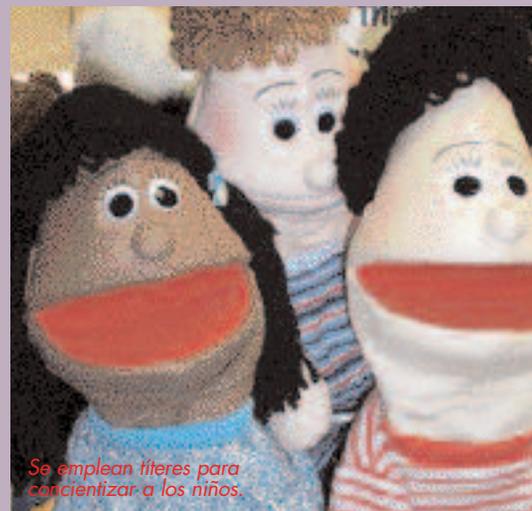
El actual desorden del sector productivo más importante de la economía ecuatoriana es consecuencia —entre otros factores— del desarticulado y discontinuo dismantelamiento del Estado iniciado hace cinco lustros. Los correctivos son urgentes, y deberían estar en la primera línea de los programas de los aspirantes al gobierno, con prioridad sobre la presentación de binomios y listas de diputados.

Más todavía, sin distraerse con las particularidades electoreras, los electores deberían aprobar acuerdos mínimos sobre qué hacer con las refinerías estatales y cómo reestructurar a Petroecuador; cómo revertir los fracasos de las licitaciones de la última década (véase artículo *Política populista golpea a los negocios*, en este número, p. 28); la imperiosa necesidad de eliminar los subsidios generalizados; el cambio de mecanismos de comercialización; y, tal vez lo más importante, los resguardos legales y políticos necesarios para impedir el despilfarro.

## CONTRA LA TRADICIÓN EVASORA

BUENOS AIRES.- Teatro, títeres, juegos didácticos, presencia en centros de entretenimiento, concursos, todo sirve para que los más jóvenes aprendan la importancia del pago de impuestos para financiar y preservar lo público, aseguran los encargados de un novedoso plan de educación tributaria en Argentina.

El programa de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) comenzó en 2000 con la capacitación de maestros. Pero en los últimos años se amplió a la educación no formal, lo que permitió llegar a 1,5 millones de niños en todo el país, dijo a IPS su coordinadora, Andrea Vilardebó.



Apuntar a jóvenes y niños a fin de "ganarlos para la causa" es una idea fundamental en un país donde se estima que el sistema tributario tiene 50 % de evasión. Proyectos similares se llevan adelante en otros países de América Latina en los que existe una "baja o nula cultura impositiva", explicó Vilardebó.

El Primer Seminario Internacional de Educación Tributaria, organizado por la AFIP y por el Centro Interamericano de Administraciones Tributarias, reunió a expertos de 18 países latinoamericanos, entre ellos Brasil, Ecuador, México y Colombia, y de España.

Los participantes advirtieron de la existencia de problemas similares en relación con el cuidado y el mantenimiento de los bienes públicos. (IPS)