

La política petro

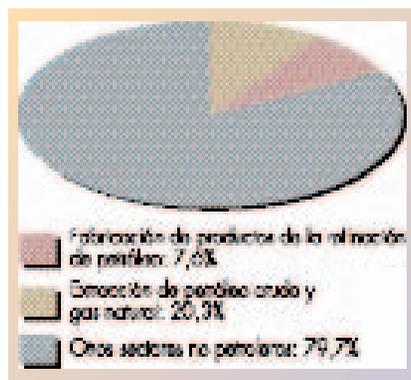
Por María de la Paz Vela

La rama de mayor aporte a la producción interna del país es la de “extracción de petróleo crudo y gas natural”, que ha fluctuado entre 1998 y 2002 entre 19% y 21,5%, máximo alcanzado en 2000, luego de lo cual otra vez ha decrecido.

En 2003 (Gráfico 1) esta rama realizaría un aporte al PIB de 20,3%, prácticamente con un solo producto: el crudo. De ahí que se entiende que las políticas relacionadas con el sector son determinantes para el crecimiento. Al tomar en cuenta la rama “fabricación de productos de la refinación de petróleo”, la contabilidad nacional –por razones metodológicas– registra esta actividad con un valor negativo, que para 2003 se estima en -7,6% del PIB. Por esta razón el sector petrolero total (20,3%-7,6%) llega a un aporte de 12,8%, según las proyecciones del Banco Central, aporte que ha sido sostenidamente decreciente desde 1998, debido a la contracción que experimenta el sector. La rama de la refinación petro-

Aporte al PIB del sector petrolero, 2003

Gráfico 1



Fuente: Banco Central del Ecuador.

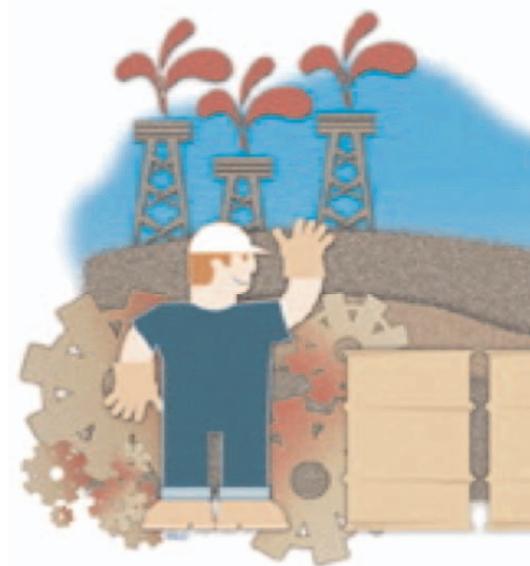
El sector petrolero es -de largo- el peso pesado de la actividad económica, pero está sufriendo varias enfermedades. Su debilitamiento se debe a múltiples problemas que aguardan por solución. La recién creada Comisión Asesora en Materia Petrolera (Camp) ha hecho algunos avances, pero las decisiones de política petrolera aún se hacen esperar, lo que no se compadece con la urgencia del caso.

lera pudiera aportar al PIB en mayor medida si la producción interna llegase a satisfacer la demanda, por lo cual hacen falta decisiones de política tendientes a consolidar una producción eficiente y de calidad de los derivados.

Importancia del petróleo en el Presupuesto del Estado

Durante los cuatro años de dolarización, los ingresos petroleros (por exportaciones y por venta de combustibles) han reducido su representatividad de 35% de los ingresos fiscales totales –casi un tercio– a 23% estimado en 2003, basados en las últimas cifras del Fondo Monetario sobre el país (Cuadro 1). La explicación está –por una parte– en la crisis que vive el sector petrolero y –por otra–, en la importancia que han tomado los ingresos tributarios y otros no tributarios.

Hay una diferencia de 30% y 35% entre el monto de exportaciones petroleras y los ingresos fiscales por este concepto, que se explica porque una



parte de las exportaciones corresponde a las empresas privadas; otra parte expresa la dispersión en el manejo de los recursos petroleros, costos de transporte y operación. Así, se tiene que de 70% a 65% de las exportaciones van al Presupuesto como ingresos, para constituirse entre un cuarto y un tercio de los ingresos fiscales. El fortalecimiento de los ingresos fiscales es una razón de peso para tomar acciones en política petrolera.

Históricamente, la política de precios de los combustibles no ha sido de libre mercado sino de regulación estatal, y se la ha manejado con un criterio fiscal. La forma más fácil y directa de dar liquidez a la caja fiscal ha sido siempre la de elevar el precio de los combustibles. Pero mientras se genera este flujo de ingresos fiscales, el sector productivo se queja del impacto de esta política en los costos de producción. La calidad de los derivados producidos internamente debiera regirse por estándares internacionales, pero no hay

lora no despega



Wilo Ayllón

una política para mejorar la calidad mientras los precios ya bordean niveles internacionales, exceptuando el del gas de uso doméstico (GLP). Aquí hacen falta definiciones, y es claro que la política fiscal no tiene mucho margen de acción, excepto en cuanto al GLP.

Fortaleza del sector externo

Las exportaciones petroleras superan el 40% de las exportaciones totales en los últimos tres años, y en 2000 incluso llegaron a 50% (Cuadro 1), lo que apuntaló la recuperación de la economía, justamente cuando el resto de exportaciones del sector real cayó 16,4% anual. En 2000, el crecimiento del volumen de producción (400 mil barriles por día (bpd) frente a 374 mil bpd de 1999) y de exportación estuvo acompañado de un crecimiento en el precio (\$ 24,87 promedio por barril (ppb) frente a \$ 15,5 ppb en 1999). Desde 2000 se puede hablar de una bonanza en los precios internacionales del petróleo que ha favorecido el ingreso de dólares

al país, y ha sido el soporte clave del sector externo y de la dolarización en todo este tiempo (Gráfico 2). Sin embargo, el precio promedio en el largo plazo ha sido de alrededor de \$ 15 ppb y se cree que, en el futuro, con el ingreso de la producción iraquí, la tendencia a la baja en el precio podría situarlo en alrededor de los \$ 20 ppb, rompiendo la banda de la OPEP de mínimo \$ 22 y máximo \$ 28.

Por lo tanto, la fortaleza del sector externo no puede estar sujeta a la volatilidad de los precios de un solo producto, y hay que tomar acciones en el menor plazo a fin de incrementar el volumen de producción de crudo (para aumentar exportaciones) y de derivados (para disminuir importaciones), única variable que el gobierno podría controlar. Y por supuesto, el fortalecimiento del sector real no petrolero también es fundamental.

En la cuenta corriente de la balanza de pagos de 2002, los ingresos por exportaciones de petróleo y derivados fueron el primer rubro de aporte, con \$ 2.061 millones y una representatividad de 27%, seguido por las transferencias de remesas de los emigrantes

Bonanza en precios del petróleo desde 2000



Gráfico 2. Precio promedio clave del sector externo y base de datos de MULTIPUCA.

Cuadro 1

Ingresos petroleros, puntal del Presupuesto del Estado (en millones de dólares)

	2000	2001	2002	2003*
Ingresos del Presupuesto del Estado	4.126	4.933	6.271	7.244
Ingresos petroleros totales	1.460	1.352	1.389	1.686
Ingresos por exportaciones de crudo	1.287	955	971	1.151
Ingresos por venta de combustibles	173	396	418	535
% ingresos petroleros/Ingresos PGE	35,4%	27,4%	22,1%	23,3%
Ingresos fiscales petroleros/Export.petroleras	60%	71%	67%	74%
Exportaciones de petróleo crudo y derivados	2.442	1.900	2.061	2.268
Exportaciones totales	4.927	4.678	5.030	5.285
% Exportaciones petroleras/Exportaciones totales	50%	41%	41%	43%

Fuente: Banco Central del Ecuador. *Los datos de 2003 están tomados del FMI, última revisión publicada.

Cuadro 2

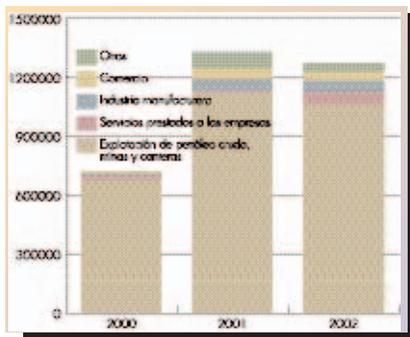
Contribución al ingreso de divisas de la cuenta corriente

AI 2002	Millones US\$	%
Petróleo crudo y derivados	2.061	27%
Transferencias remesas emigrantes	1.432	19%
Otros bienes	1.015	13%
Banano y plátano	969	13%
Productos del mar incluso camarón	694	9%
Turismo (viajes + transport.pasajeros)	506	7%
Flores naturales	291	4%
Otros	696	9%
Total exportaciones de bienes, servicios y transferencias	7.664	100%

Petróleo concentra la inversión extranjera directa

(por actividad económica¹, miles \$)

Gráfico 3



(1) Datos provisionales. Fuente: Banco Central del Ecuador, Balanza de Pagos.

(Gráfico 3). Con la construcción del oleoducto de crudos pesados, OCP, la IED se elevó de \$ 720 millones en 2000 a \$ 1.330 millones en 2001 y, aunque bajó un poco, se sostuvo a \$ 1.272 millones en 2002. La participación del sector petrolero en la IED total fue de 95%, 85% y 84%, en esos años, respectivamente.

Dado que la inversión pública es contractiva, como lo muestra la decreciente participación del gasto de capital en el presupuesto, es fundamental para el país promover la inversión extranjera, y el segmento en donde histórica y estructuralmente lo puede hacer es en el área petrolera. Se necesitan decisiones y acuerdos para la firma de contratos beneficiosos para las partes. En el corto plazo no se ve en qué otras áreas se pueda atraer inversiones significativas a más de la de hidrocarburos, ya que más de una vez han fallado los procesos de participación de capital privado en electricidad y en telecomunicaciones.

Gigante en problemas

La caída de la producción

Una sostenida caída de producción de 3,15% anual promedio experimenta el sector petrolero estatal entre 1993 y 2002. En efecto, en ese año, CEPE producía 94% del crudo del país, frente a 6% de las empresas privadas. El año anterior, en cambio, generó 56% de la producción total de crudo, frente a una creciente producción de las privadas. ¿Las razones? El monopolio estatal se maneja con falta de inversión y de tecnología, con ineficiencia y creciente aumento de los costos operativos y no ha habido una política de Estado que lo mantenga competitivo. El Gráfico 4 ejemplifica la trayectoria decreciente de producción del Estado y creciente de las privadas.

Aunque el OCP esté próximo a operar, lo hará a media capacidad, al igual que el SOTE, lo cual defrauda las expectativas de producción y de ingresos para el Estado (ver entrevista a René Bucaram). El Gráfico 4 también plantea un escenario conservador que un estudio del Banco Mundial prevé a futuro¹, en el cual -debido a la no resolución del conflicto del IVA, a que se mantiene la política de Petroecuador, con algunos esfuerzos de inversión del Estado, y se mantiene el subsidio al GLP-, entonces, la producción conjunta del Estado y las privadas llegaría a 522 mil barriles por día (mbpd) en 2007, o sea 65% de la capacidad de transporte total actual de 800 mbpd que tendrá el país sumados el SOTE y el OCP.

Las consideraciones generales para esta proyección señalan un precio promedio del Crudo Oriente para 2003-

07 de \$ 18 ppb, y de \$ 15 para el crudo pesado que transitará por el OCP; una tarifa del OCP para Petroecuador de \$ 1,5; un crecimiento de la demanda interna de combustibles de 4,5% anual sin cambios en la capacidad de refinación; producción a base de reservas probadas.

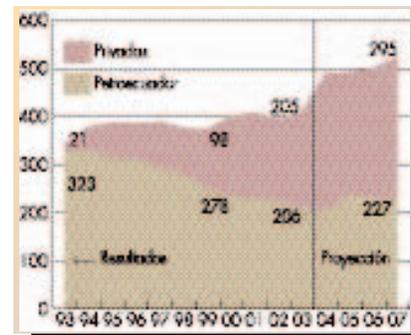
En el supuesto caso de que el gobierno de Gutiérrez resolviera en el corto plazo el problema del IVA, algo que no está sucediendo, y de que Petroecuador resolviera la asociación con empresas privadas en sus campos productivos para operar con nueva inversión y tecnología, y que se eliminara el subsidio al GLP con una compensación en el bono solidario, entonces la producción a 2007 podría elevarse a 767 mbpd, en el escenario 2, muy favorable, planteado por el mismo estudio (y que aquí no se grafica).

Una propuesta de las empresas privadas presentada al Presidente de la República en meses pasados, es mucho más agresiva. Propone incorporar la producción del complejo Ishpingo-Tiputini-Tambococho, el campo Sacha y extensiones sobre el bloque 15 para llegar en 2007 a una producción de 800 mbpd.

Esto lleva a pensar que la política petrolera no puede continuar en sala de espera, y el gobierno, con su Comisión Asesora en Materia Petrolera, creada a instancias del FMI mediante el Decreto 574 de julio de 2003, debe

Producción de crudo y potencialidad futura (mbpd)

Gráfico 4



Fuente: Hasta 2003 Banco Central del Ecuador; en adelante Banco Mundial.

¹ Eleodoro Mayorga Alba y Horacio Yépez, "Política Petrolera: una propuesta para el despegue económico y social", 2002, Banco Mundial.

“OCP: un desastre económico al comenzar”

¿Cuándo entraría en funcionamiento el OCP?

Hay que esperar la fecha de exportación pero se habla de que va a entrar en funcionamiento a fines de septiembre.

El retraso se originó en problemas económicos, gente que lo ha atacado, algunos grupos humanos se han amarrado a los árboles y no dejaban pasar la maquinaria. Ahora hay que explicar, ¿por qué el OCP? Por la necesidad de separar los crudos, pesado y liviano, que se mezclan para el transporte por el SOTE, perdiendo calidad y precio, y para permitir que el crudo

pesado tenga una vía de transporte propia. Petroecuador quiere meter sus 55 a 65 mil barriles de crudo pesado en el SOTE argumentando: “esos son míos, yo los llevo en mi oleoducto” por ser más económico para el país, pues el Estado no gana nada por el transporte en el OCP, sino que tiene que pagar por esto. Pero se trata de que todo el crudo pesado vaya por el OCP porque hemos venido peleando para que se acaben las mezclas para no dañar la calidad.

¿Con qué volumen empezaría a operar?

El volumen hoy producido por las empresas privadas es de 140 mbpd de crudos pesados, del que entregan 25%

de participación (35 mbpd) a Petroecuador. Con Edén Yuturi de la empresa Occidental entrarán 30 mbpd y hay otros 50 mbpd que estarán disponibles a cortísimo plazo del inicio de la operación de OCP. Van a operar, en otras palabras, con 210 – 220 mbpd, o sea menos de la mitad de la capacidad de 450 mbpd del nuevo oleoducto: esto es un desastre económico para comenzar. Si se piensa que para llegar a transportar 300 mbpd se demorará al menos tres o cuatro años, es claro que el OCP va a estar recontra subutilizado. Si además se le quita una cuarta parte –que

es la participación del Estado– y se la manda por el SOTE, ¡será peor el desastre! Desastre en las mezclas, en el transporte y en la tarifa, porque mientras menos se transporta más alta la tarifa. Por eso hay que tener mucho cuidado en lo que se decide sobre este asunto.

¿Qué ventajas hay para el Estado?

Si vemos que 140 mbpd de los 220 mbpd ya existen el día de hoy, eso no es ninguna ventaja para el Estado; con 80 mbpd adicionales, 20mbpd (25%) son del Estado, a \$10 por barril por ser crudo pesado, generarían \$ 200.000 al día. Pero al transferir 140.000 barriles del SOTE al OCP, el Estado pierde \$1 por barril neto de la tarifa que cobraba por

transporte. Les transfiere \$ 140.000 del bolsillo del Estado a las empresas privadas, y por otro lado el Estado obtiene \$ 200.000 al día, le quedan \$60.000 al día, o sea que no hay ningún beneficio real. Todo eso de que “van a hacer un nuevo Ecuador”, que será “la solución económica del país”, que “se crearán 52.000 empleos”, es falso. El OCP había que hacerlo para separar las mezclas, ese es el beneficio para Petroecuador y para el país.

¿Faltó inversión para llenar el OCP?

Las empresas privadas aducen que no han hecho las inversiones para buscar nuevo petróleo por la inseguridad jurídica y por el problema del IVA. ¡Esas son excusas! Lo uno no tiene nada que ver con lo otro. El compromiso contractual es llenar ese oleoducto, para eso lo hicieron, no para operarlo a menos de la mitad de su capacidad, y las inversiones las tenían que haber hecho hace rato (*Cuadro 3*).

Cuadro 3

Volumen de producción para el OCP al 56% del compromiso (barriles por día)

	Compromiso	2003
Alberta Energy Company	80.000	50.000
AGIP International	40.000	37.000
Occidental Petroleum Co.	70.000	70.000
Perenco	20.000	10.000
Pérez Companc/Petrobras	80.000	5.000
Repsol	100.000	48.000
Total	390.000	220.000

Fuente: Investigación de MULTIPLICA, estimaciones de especialistas.

aplicación de los contratos petroleros.

3) La intromisión del Servicio de Rentas Internas en la problemática petrolera, que ha perjudicado a las compañías petroleras al no ser devuelto el IVA pagado en los insumos de la industria. [Las compañías estiman que este monto bordea los \$ 300 millones tras dos años de conflicto.]

4) Reticencia del Estado a someterse a sistemas arbitrales para la solución de conflictos.

Varios juristas y entrevistados han mencionado que es indispensable que estén muy claras todas las reglas am-

actuar sin demora con el apoyo del Presidente de la República.

Problemas de inseguridad jurídica

En un seminario organizado por la Cámara de Comercio de Guayaquil el mes de julio, el tema de inseguridad jurídica en el sector petrolero fue tratado por el Dr. Edgar Terán, quien asegura que Ecuador tiene un gran desprestigio en el mundo petrolero internacional con un grave costo para la sociedad porque inhibe la inversión. La falta de aplicación de la ley la resu-

me en cuatro puntos:

1) La Ley de Hidrocarburos manda que la política petrolera sea dictada por el Presidente de la República, que la cumpla el Ministro de Energía y que en los asuntos comerciales e industriales sea Petroecuador el ejecutor. Sin embargo, en la práctica, el Consejo de Administración de Petroecuador se arroga la facultad de dictar la política, el ministro de Energía cumple lo que el Consejo ordena y el Presidente se mantiene al margen de la política, lo cual tiene que cambiar, según Terán.

2) Se buscan subterfugios para la

Problemas y soluciones en el sector petrolero

Mauricio Yépez, miembro de la Camp

En el Upstream (producción y explotación)

Problemas

-Caída de la producción en un 3,7 % anual desde 1992 en los cinco campos petroleros más importantes, que maneja Petroecuador, debido a la falta de inversión y la obsolescencia tecnológica. Hay campos tecnológicamente complicados de manejar (como Shushufindi), que si continúan perdiendo presión tienen el riesgo de que el petróleo no pueda ser extraído.

-Ecuador ha dejado de explorar por años y no ha mantenido un nivel de reposición de reservas de 1,1 veces lo que extrae.

Soluciones

-La prioridad es revertir la caída de la producción y maximizar el potencial de los pozos. Para ello hay que repotenciar a Petroecuador, mejorando sus técnicas de gerencia y su tecnología, y promoviendo que se haga cargo de la explotación de uno o dos de los cinco campos que opera actualmente, para que los restantes se gestionen de forma compartida con las compañías privadas, a riesgo de estas.

-Definir exploración en proyectos clave como el de Ishpingo-Tiputini-Tambococha, ITT. Eso permitirá confirmar el nivel de reservas existente, a base de lo cual se generarían nuevas alternativas de producción.

En el Downstream (refinación y distribución)

-La refinación se hace con pérdida de dinero y destrucción de valor.

-El proceso de comercialización desde el despacho del combustible hasta su entrega en los depósitos tiene un costo muy alto; el crudo se transporta en camiones.

-Almacenar y distribuir el GLP es costoso.

-Hay que mejorar refinación para que sea eficiente. ¿Cómo?: con inversión privada.

-Se necesita construir nuevos oleoductos al sur del país para optimizar el proceso y reducir los costos para el sector productivo.

-Analizar mejores opciones para el manejo del gas doméstico, GLP.

Fernando Santos, ex ministro de Energía



Foto: Rodrigo Buendía

-El horizonte del petróleo es negativo en el mediano y largo plazo, pues debido al calentamiento de la tierra se buscan fuentes alternas de energía en el mundo.

-Los precios ya llegaron a su cúspide y van a comenzar a caer, pues en 2004 Irak va a producir y habrá más oferta en el mercado.

- Petroecuador es el monumento a la ineficiencia y a la corrupción. Hay políticos y sindicatos que van a hacer plata. -Petroecuador producía en 1975-78 lo que produce hoy, y teniendo reservas es lamentable, una versión dolorosa para un gobierno nacionalista y revolucionario.

- Falta inversión de \$ 1.000 a \$ 1.200 millones por campo. Con las modalidades de contrato en la Ley de Hidrocarburos vigente no viene nadie.

-Los pueblos indígenas –que deben ser consultados – se oponen a una nueva explotación petrolera.

-Teniendo reservas petroleras importantes se las tiene que aprovechar lo más pronto.

- Hay 4 mil millones de barriles de reservas, lo cual da una producción de 800 mbpd en 20 años, el doble de la actual. Se puede encontrar más en áreas inexploradas y de mejor calidad a mayor profundidad (6 a 8 mil metros), con inversión privada.

-El petróleo descubierto debería ir a la empresa estatal, pero al no ser organizada tienen que entrar las empresas privadas.

-Esta es la decisión que este gobierno nacionalista debe tomar: que las empresas inviertan incluso en los campos de Petroecuador que están perdiendo presión.

-El tipo de contrato debe dar seguridad jurídica para ese monto de inversión, sin la injerencia de Petroecuador; si no, no aceptan.

- Se debe reformar la Ley de Hidrocarburos: los *joint ventures* son una buena opción.

- Negociación con indígenas y declaración del gobierno de prioridad nacional.

“El Presidente situó a Ecuador como un *target* de inversión”

El enunciado de la política petrolera del Presidente de la República es absolutamente atractivo, más cuando -de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos vigente- es él quien la fija. Cuatro planteamientos de Gutiérrez llamaron la atención en el mundo petrolero: 1) mi política es aumentar la producción petrolera; 2) invito al capital extranjero a invertir en el sector petrolero; 3) seguridad jurídica; y 4) respeto a los contratos firmados.

Ese enunciado captó la atención, primero, de las compañías establecidas en el país que buscan arreglar sus problemas de seguridad jurídica y crecer, y también de aquellas compañías que han mostrado interés en el pasado pero que no veían nada definido. ¿Quiénes son estas? Exxonmobil y Chevron-texaco (de Estados Unidos), Shell (Gran Bretaña), Total (Francia), Statoil (Noruega), empresas estatales de la Federación Rusa, y de China. Además, las empresas han visto que tienen dos infraestructuras de transporte disponibles que corren por territorio nacional y otras dos que corren por Colombia y Perú y que están ociosas en un 70%, con acuerdos bilaterales entre los gobiernos. En cualquier caso exigirían condiciones de mercado y seguridad jurídica para asumir el riesgo.

Hoy en día, con la tecnología que dispone el Estado, el factor de recuperación en la extracción de petróleo en los campos de Petroecuador puede llegar hasta 38%-40% según la bondad del campo, lo que quiere decir que

62%-60% se queda en el subsuelo. Con nueva inversión y tecnología las reservas aumentan y la producción se podría incrementar -en los próximos 3 a 5 años- unos 100.000 bpd adicionales a los 205.000 bpd que está produciendo Petroecuador, con una inversión estimada entre los \$ 1.500 y \$ 2.000 millones.

Las compañías privadas que están en Ecuador han propuesto al gobierno nacional una inversión futura en los próximos 3 a 5 años de \$ 4.500 millones para llenar el OCP, infraestructura propia del sector privado con una capacidad de diseño de 450 mbpd.

Para la producción de combustibles, una idea que ha surgido es la de construir una nueva refinería con una capacidad de 150 mbpd, que satisfaga la demanda interna, y cerrar las demás por ineficientes, lo cual costaría unos \$ 1.000 millones o más y requiere 100% de condiciones de mercado deregulado.

El país tiene dos proyectos gigantescos adicionales, para ampliar la frontera de producción: 1) Ishpingo-Tiputini-Tambochoa, de petróleo pesado, que requiere una inversión estimada de \$ 3.500 millones y 7-10 años para empezar la producción; es decir, aunque este gobierno no vería nueva producción, si lograra licitar el proyecto observaría el efecto en el PIB; 2) siete o más bloques del sureste del Oriente ecuatoriano, nueva exploración y producción petrolera. Falta la decisión política de declarar estos proyectos de prioridad nacional.



René Ortiz,
presidente de la Asociación
de Industriales de Hidrocarburos
del Ecuador.

Foto: Rodrigo Buenidía.

bientales y de coparticipación con las comunidades indígenas en las áreas en que se hará exploración y explotación petroleras.

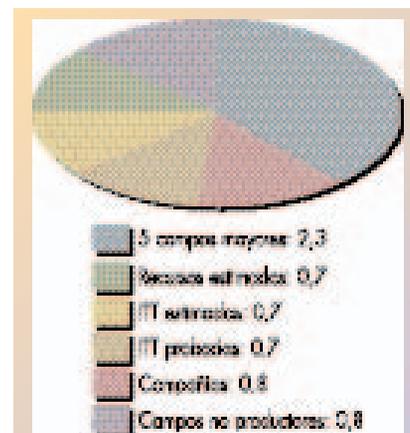
Base de recursos hidrocarburíferos espera decisiones

La Comisión Asesora en Materia Petrolera (Camp) ha llegado a determinar que el Ecuador cuenta con una base de recursos hidrocarburíferos suficiente para duplicar su producción petrolera de 400 mbpd en 2003 a 770 mbpd en 2011 (Gráfico 5), para lo cual se requiere una inversión de \$ 6.400 millones en los próximos ocho años. La base actual de reservas probadas es de 4.600 millones de barriles y estimaciones de los recursos por descubrir señalan otros 1.400 millones de barriles en el campo ITT y en campos aún inexplorados (Gráfico 6), pero que por su estructura geológica similar a la de los países vecinos, podrían tener grandes reservas.

Los análisis de la Camp dan cuenta de lo rentable que resultaría para el país promover un alto nivel de inversión en el sector petrolero, por lo intensivo en capital que resulta el sector (Gráfico 7). Mauricio Yépez, presidente del Directorio del Banco Central, y miembro de

Base de recursos (mil millones de barriles)

Gráfico 5



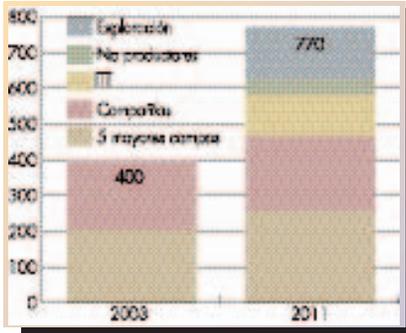
Fuente: Petroecuador, Comisión Asesora en Materia Petrolera.

Gestión

la Camp señaló que el valor presente de los recursos de la inversión para desarrollar toda la base de recursos hidrocarburíferos que hoy se conocen y estiman es de \$ 13.335 millones. Para capitalizar la totalidad de la oportunidad, se deben invertir \$ 6.400 millones hasta el 2011; quiere decir, que el valor presente de la utilidad estaría dado por la dife-

Producción
(miles de barriles diarios)

Gráfico 6



Fuente: Petroecuador, Comisión Asesora en Materia Petrolera, CAMP.

Se está pensando en un Fondo de Participación Petrolera para que la sociedad ecuatoriana participe en la inversión pero el grueso tiene que venir de fuera.

rencia, \$ 6.950 millones, lo que muestra la conveniencia de promover esta inversión. El grueso de la oportunidad de aumentar valor está en las cinco grandes áreas manejadas por Petroecuador.

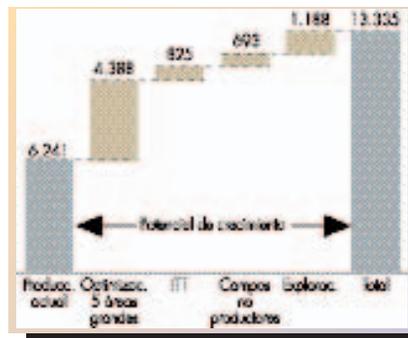
Lamentablemente, el Estado no se halla en capacidad de manejar ese nivel de recursos de inversión pues no dispone de ellos. Según Yépez, la Camp señala que se está estudiando la posibilidad de que la sociedad ecuatoriana pueda participar en la inversión petrolera. Se busca un mecanismo de coordinación entre las empresas, el gobierno y los petroleros para que con la suficiente anticipación establezcan las cantidades y productos que se ne-

cesitan, a fin de que la industria local se prepare para ser un proveedor eficiente de ese sector. El otro tema es lograr que haya inversión privada ecuatoriana en esos sectores, para los cuales se está planteando un Fondo de Participación Petrolera, puesto que los campos y los trabajos que se deben hacer presentarían tasas internas de retorno muy atractivas lo cual permitiría que haya un instrumento interesante en el mercado para la captación de ahorro y financiamiento.

Sería importante que la Camp estudie mecanismos que permitan la mayor participación posible del Estado en la rentabilidad de estos proyectos, dentro de su capacidad de inversión y tratando de potenciar su eficiencia. El tipo de contratos y la seguridad jurídica son decisiones clave de política que no pueden esperar.

Valor presente neto potencial de recursos hidrocarburíferos de Petroecuador
(i=10%, millones de dólares)

Gráfico 7



*Participación de Petroecuador en producción de terceros. Fuente: CAMP.

Telecomunicaciones crecen, aunque sin orden

La demanda de telefonía celular sigue creciendo. Entre enero y junio de 2003 la Superintendencia de Telecomunicaciones (Suptel) registra un incremento de 22,7%. Esto significa que Porta y BellSouth acaparan 1.929.700 usuarios, a seis meses de que Telecsa, la concesionaria de la tercera banda, comience a competir en un mercado

Ilustración: L.Zurita



sin normativa general. Las recientes falencias en el servicio de mensajes escritos detectadas por la Suptel fueron sancionadas con multas irrisorias de \$ 200. Si Telecsa incurriese en fallas similares, podría ser castigada hasta con \$ 1 millón, pues su operación estará regida por el Reglamento de Servicio Móvil Avanzado, que no es aplicable a Porta y Bellsouth. Esta asimetría constituye un incentivo adicional para que los usuarios que actualmente contratan con esas dos empresas traten de migrar a Telecsa, que estará controlada por una norma más rigurosa y que por lo tanto, ofrecerá un mejor servicio.

En el mismo período, los servicios portadores y de valor agregado (acceso al Internet) muestran un crecimiento explosivo (45,8% y 53,3%, respectivamente), mientras que la telefonía fija casi se ha estancado (1% de crecimiento), y se hará cada vez menos atractiva si se la encarece sin mayor explicación.