

Capítulo 3
Las dimensiones tecnológicas

Sostenibilidad energética y cooperación internacional

Manuel Echeverría

Introducción

En los últimos dos siglos el mundo ha explotado intensivamente los recursos fósiles –carbón, petróleo y gas natural – y sobre esta base energética hemos construido un modelo económico basado en el uso siempre creciente de este recurso, por lo que hoy el 80% de la energía primaria consumida proviene de combustibles fósiles.

Por ahora, no existe una fuente de energía que reemplace al petróleo en cantidad y costo. El petróleo mueve el 90% del transporte y es materia prima para miles de artículos de uso diario, así como de fertilizantes y pesticidas. Por ello se estima que en los próximos 25 años el consumo supere los 100 millones de barriles por día (b./d.). Los expertos consideran que las energías renovables como la solar, eólica e hídrica requerirán, para su uso generalizado, no sólo grandes inversiones en tecnología y nuevos sistemas de distribución, sino también cambios drásticos en los modelos económicos que hemos adoptado. En cuanto a la energía nuclear, ésta tiene serias restricciones porque el uranio fisible es escaso en la naturaleza y su producción tendría una vida más corta que la del petróleo. Además, la producción de enormes volúmenes de residuos radiactivos, es hoy por hoy un problema sin soluciones. Finalmente, la fusión nuclear -para producir hidrógeno- que será sin duda la solución final para el abastecimiento energético sin límites y sin residuos no se prevé que pueda implementarse en los próximos cincuenta años.

La declinación de la producción petrolera

Para hablar de este tópico es necesario referirse a la famosa curva de Hubbert o teoría de producción pico de Hubbert (Cf. Anexo B. Figura 1). El geofísico M. King Hubbert se hizo famoso porque con base a sus cálculos matemáticos predijo la producción pico en los Estados Unidos, 15 años antes de que ocurriese. Luego extrapoló esta teoría para estimar lo que sucedería con la producción mundial, llegando a la conclusión que se llegará a una tasa máxima a finales de siglo XX o inicios del XXI, para luego iniciar una rápida declinación. Es obvio que las predicciones de Hubbert fallaron, pero no obstante, la fecha misma no es lo más importante, sino la constatación de una inexorable realidad que nos muestra que llegaremos a ese punto en una, dos o tres décadas más tarde, lo cual no tiene importancia en la vida de un país o del mundo, sino las consecuencias de esa realidad que pudieran ser catastróficas, dada la dependencia que tenemos del petróleo, especialmente en el transporte. Súmese a esto el hecho de que una vez iniciada la declinación, el precario equilibrio que hoy vivimos entre oferta y demanda desaparecerá irremediablemente. Es en ese momento que el Ecuador debe estar posicionado como un exportador de crudo y no importador, y justamente para ello requerimos incrementar las reservas.

Esta realidad mundial no es sino una réplica de lo que sucede a nivel de un campo petrolero individual, pues cuando se descubre un campo la producción inicialmente es pequeña porque no están perforados todos los pozos. A medida que se perforan nuevos pozos la producción incrementa hasta que en un momento dado se llega a la producción pico, la cual no puede ser excedida aún con mayores inversiones y nueva tecnología. A partir de ese momento se inicia la declinación hasta llegar a un punto en el que producir, tratar y transportar un barril adicional requiere emplear más energía que la que contiene ese barril. En este momento hemos llegado al límite económico, o a la igualdad de la relación energía extraída versus energía invertida, y el campo debe ser abandonado, aún cuando todavía puede haber mucho petróleo en el yacimiento.

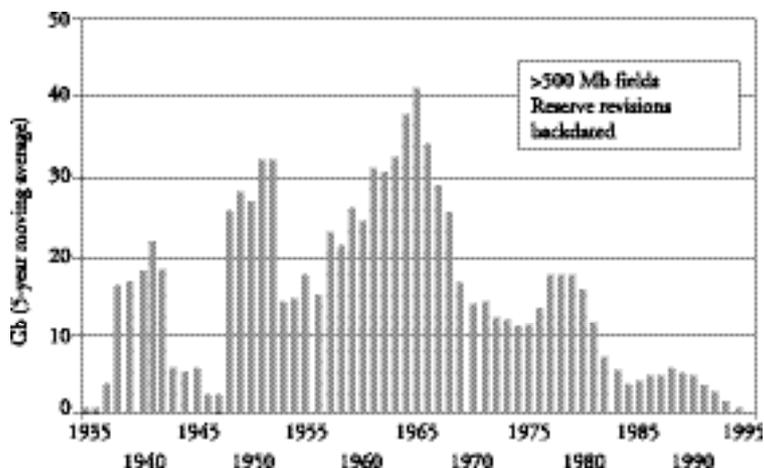
Distribución geográfica de las reservas petroleras

Todo lo dicho se complica aún más porque la distribución de campos petroleros no nos favorece, ya que la mayor parte de las reservas se encuentran en otras regiones del mundo, y especialmente el Medio Oriente. Este hecho debe ser motivo de profunda meditación para los ecuatorianos que estamos dilapidando una inmensa riqueza, que bien aprovechada debería asegurar el presente y el futuro de nuestra economía. Es crítico incrementar reservas, explorando las áreas sedimentarias y optimizando la recuperación de reservas de los campos ya descubiertos.

Distribución de campos petroleros por edad y tamaño

El gráfico que sigue nos muestra que los grandes campos ya fueron descubiertos y por lo tanto, a menos que algo inesperado suceda, de aquí en más, sólo se encontrarán pequeños campos petroleros que no serán solución energética en el mediano y largo plazo (cf. Gráfico 1). Esta realidad se apli-

Gráfico 1
Campos gigantes: reservas iniciales por año de descubrimiento



Fuente: Statistical Review of World Energy.

ca también al Ecuador, por ello veremos que los grandes descubrimientos, que son los más obvios y fáciles de encontrar fueron descubiertos en las décadas de los años sesenta y setenta. A partir de allí, con excepción de ITT y Libertador, no hay descubrimientos de importancia.

La realidad ecuatoriana

Ante la realidad expuesta, es imperativo para el Ecuador dictar una política petrolera que privilegie el incremento de reservas y una relación reservas-producción lo más amplia posible, manteniendo a la vez tasas de producción razonables con una clara conciencia ambiental. A esta política la he llamado “política de sostenibilidad energética”, en un marco de cooperación internacional, la que será explicada más adelante.

Previo a mencionar el contenido de esta política veamos algunas realidades de la industria petrolera ecuatoriana. La premisa fundamental de un país petrolero, o una empresa petrolera, es mantener una tasa positiva de reemplazo de reservas, es decir que cada año, al menos, reemplace los volúmenes producidos mediante incremento de reservas. Se entiende que esto se podrá hacer solamente hasta que se agoten los campos petroleros por descubrir, en cuyo caso se iniciará la declinación de la que hablamos antes. Ahora bien, el incremento de reservas puede darse, principalmente, de dos maneras: por nuevos descubrimientos o por optimización del factor de recobro, y el Ecuador es moroso en ambas circunstancias.

En cuanto a la exploración, el gráfico 1 muestra que los únicos contratos exploratorios que han dado frutos fueron firmados hasta 1988. Después de ese año, se hicieron algunos contratos, con empresas privadas, que resultaron en falta de descubrimientos comerciales y CEPE –hoy Petroecuador– aportó con dos descubrimientos importantes, Libertador e ITT, y varios pequeños como MDC y Pacay.

Esta es la causa para que a partir de la década de los años noventa, el Ecuador no esté reemplazando las reservas que consume, lo cual por decir lo menos es un suicidio económico. El gráfico 2 muestra, año por año, la degradación de esta relación entre descubrimientos y producción, con excepción de dos años en que se descubrieron los campos Libertador e ITT.

Gráfico 2
Apertura del sector hidrocarburífero ecuatoriano

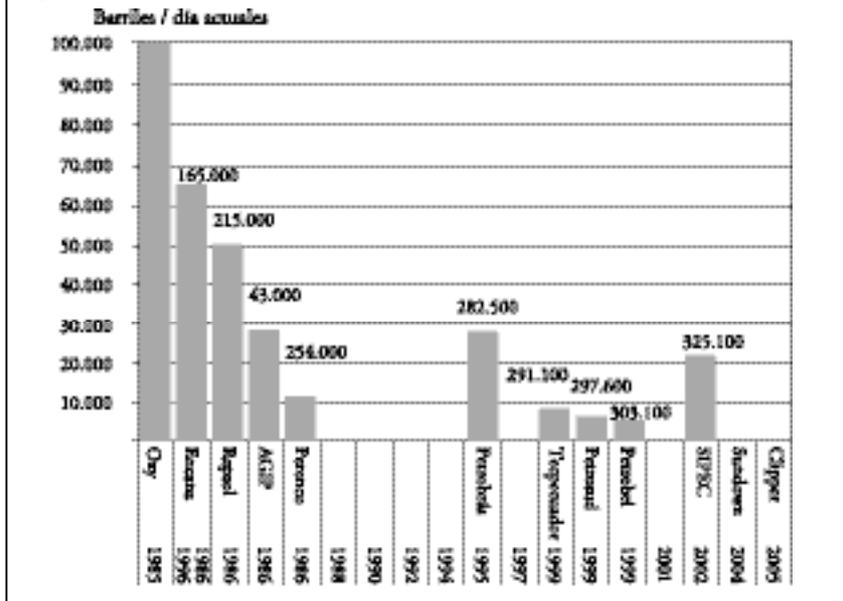
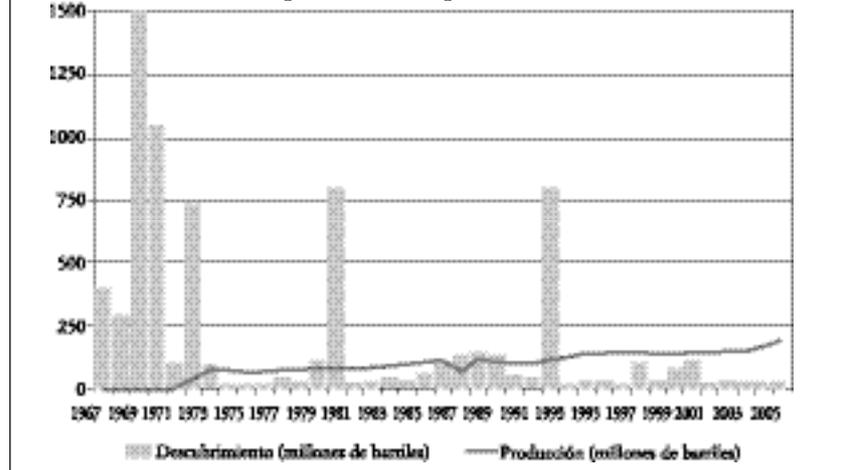


Gráfico 3
Descubrimientos versus producción de petróleo



Cuadro 1. Reservas en el Ecuador y potencial lucro cesante					
Campos	Poes, 10 ⁶ barriles	Factor de recobro (f.r.)	Reservas originales, 10 ⁶ barriles	Producción acumulada 10 ⁶ barriles	Reservas remanentes 10 ⁶ barriles
Ppr	25,000	24 %	6,000	3,000	2,000
Compañías	7,000	24 %	1,680	300	1,000
Total	32,000	24 %	7,680	3,300	4,380
Mejora 1 % Diferencia	32,000	25 %	8,000	3,300	4,700 320
1 % mejora en factor de recobro = 320. 10 ⁶ barriles*\$15/bbl = \$4800.10 ⁶ barriles					
Mejora en f.r. se logra con buena gerencia de yacimientos					

Por el lado de optimizar el factor de recobro en los campos operados por Petroproducción, es poco lo que se puede hacer porque esos campos sufren una crónica sub-inversión, lo cual desafortunadamente repercutirá de manera negativa en el factor de recobro. No olvidemos que los campos operados por Petroproducción tuvieron un petróleo original en sitio (POES) de 15 mil millones de barriles. Por lo tanto, cada 1% que se deje de recuperar significará un lucro cesante de 150 millones de barriles, es decir un monto de por lo menos 2.000 millones de dólares a los precios actuales del petróleo. (Cf. Cuadro 1).

La realidad de Petroecuador

El objeto de este texto no es realizar un diagnóstico de la situación de Petroecuador, sino solamente mencionar algunos de sus problemas más acuciantes, para tal vez lograr ponernos de acuerdo en una de las causas que originan su problemática. En primer lugar, como ya se dijo, el déficit en el reemplazo de reservas es crucial para la economía futura. En segundo lugar, el incremento de importaciones de combustibles, (1.000 millones de dólares en el 2005) es incomprensible para un país petrolero. Luego las pérdidas de combustibles, la falta de infraestructura petrolera, como almacena-

miento de gas y derivados, la ausencia de un terminal de exportación e importaciones (se sigue usando el TEPRE, terminal provisional desde hace 30 años), el crítico estado de sus refinerías, hacen de la operación petrolera de Petroecuador una operación extremadamente frágil y sujeta a demasiadas incertidumbres.

Como decía antes, hay muchas causas para ello, pero hay una en que todos estaremos de acuerdo: la politización de la empresa. Desafortunadamente, este problema no se cura con cambio de leyes, sino de mentalidad de los agentes políticos. Cuando, en 1988, se modificó la ley para cambiar CEPE por Petroecuador, se dijo que ahora sí, una empresa integrada, con ley propia, autonomía financiera, etc., sería la gran solución a las ineficiencias que afectaban a CEPE. Veamos que pasó. En los 16 años que funcionó como CEPE, la empresa tuvo 13 gerentes generales, es decir ¡un promedio de 14 meses! En los 16 años que ha funcionado como Petroecuador, en cambio ha tenido 17 presidentes ejecutivos, es decir ¡un promedio de 11 meses. Las cifras hablan por sí solas. Por lo tanto, proponer una nueva ley para salvar a esta empresa, no es más que una ilusión, porque lo que se requiere cambiar, elevándola, es la mentalidad de la clase política ecuatoriana, para que no venga un Presidente de la República que puso a gente de su partido, sin ninguna experiencia petrolera, a cargo de todas las jefaturas de la empresa. En definitiva, el cambio de ley no es la solución, y si no preguntémonos por qué los 19 cambios de Constitución no han sido solución a los problemas del país.

Cómo incrementar las reservas y optimizar la producción dentro del marco legal existente

Para incrementar reservas y optimizar la producción, dentro del marco legal existente, debido a la imposibilidad de lograr acuerdos razonables para modificar las leyes, se pueden dar los siguientes pasos. En primer lugar, fijar una meta de producción estable, que podría ser la capacidad total de los dos ductos existentes (producción límite), es decir aproximadamente 750,000 b./d. Con esta cifra, el horizonte de producción, respecto de las reservas probadas actuales, sería de 20 años.

En segundo lugar, realizar licitaciones abiertas para la exploración de nuevas áreas, mediante contratos de participación. Esta inversión de riesgo debe ser asumida, en su mayor parte por empresas privadas que cuentan con los recursos para ello y tienen el conocimiento y prácticas gerenciales para desarrollar áreas sensibles con mínimos impactos al entorno. Todavía quedan muchas áreas donde explorar (Cf. Anexo C. Mapa 1).

En tercer lugar, desarrollar campos ya descubiertos mediante contratos de servicios específicos, con participación de empresas petroleras estatales o privadas, si es necesario formando consorcios con Petroproducción. Estos proyectos podrían dar producción en plazos de 18 a 24 meses con empresas estatales, o 30 a 36 meses con empresas privadas, con participaciones para el Estado del orden del 60-70% y obtención de renta petrolera del orden del 80-90% .

En cuarto lugar, optimizar la producción y el factor de recobro de los campos en producción, en asociación con empresas petroleras estatales o privadas, mediante contratos de servicios específicos. Estos proyectos darían producción adicional en plazos de 8 a 12 meses con empresas estatales, o 18-24 meses con empresas privadas, con rendimiento económico para el Estado como el expuesto en el punto anterior.

Hay que destacar que en estos dos últimos casos la conformación de consorcios entre Petroecuador y la contratista, eliminaría de raíz el más grave problema de la empresa estatal ecuatoriana, la politización, consiguiendo de esta forma obtener los réditos adecuados del petróleo, sin realizar inversión alguna.

Marco legal

El artículo 17 de la ley de hidrocarburos define a los contratos de servicios específicos: “Los contratos de obras o servicios específicos... son aquellos en que personas jurídicas se comprometen a ejecutar para ... CEPE, obras, trabajos o servicios específicos, aportando la tecnología, los capitales y los equipos o maquinarias necesarias para el cumplimiento de las obligaciones contraídas a cambio de un precio o remuneración en dinero ...”

El decreto ejecutivo 799 regula la celebración de convenios de alianza estratégica o acuerdos de cooperación bilateral y los contratos derivados de éstos bajo la ley de hidrocarburos, la ley especial de Petroecuador y sus reglamentos, con empresas petroleras estatales.

El reglamento de obras, bienes y servicios específicos de Petroecuador, prevé la contratación de este tipo de contratos entre Petroecuador y empresas petroleras estatales que mantengan convenios de alianza estratégica con Petroecuador.

Política de sostenibilidad energética

Dentro de este contexto, y dadas las condiciones de imposibilidad política de llevar adelante cambios legales que viabilicen la inversión privada en campos en producción, el Ecuador puede, en el corto plazo, optimizar su explotación petrolera y planificar el uso de sus reservas dictando la política de sostenibilidad energética, que consiste en el porcentaje de uso de los recursos renovable no debe exceder a su capacidad de regeneración. El porcentaje de uso de los recursos no renovables no debe exceder al porcentaje al que los sustitutos renovables, por ejemplo hídricos, pueden ser desarrollados, en el corto plazo. Los porcentajes de emisión de contaminantes no pueden exceder la capacidad de asimilación del entorno. Hay que financiar el reemplazo del petróleo, en el largo plazo con un porcentaje del incremento de producción respecto del volumen actual.

La recuperación mejorada de petróleo: una alternativa productiva y de sustentabilidad ecosistémica

Fernando Reyes

El mundo está sediento de petróleo, su creciente demanda no está siendo satisfecha por la insuficiente oferta, dando como resultado un alto precio de venta, que tiende a mantenerse en el futuro. El Ecuador, aunque marginalmente, trata de atender tal demanda. Para ello cuenta con dos oleoductos con capacidad de transportar 800.000 barriles diarios, motivo por el que se busca ampliar los volúmenes de reservas probadas y su consiguiente extracción. La política petrolera del Estado ha visto a la exploración adicional en el centro y sureste amazónicos como la única alternativa para lograrlo, dejando de lado, la posibilidad de tornar más eficiente e incrementar la extracción de petróleo en los yacimientos petroleros descubiertos, ubicados en áreas ya intervenidas del ecosistema del bosque húmedo tropical (BHT) amazónico. La planeada exploración se busca hacerlo en la porción poco intervenida del mencionado ecosistema, lo cual reduciría su ventaja comparativa, justo en el siglo de los sumideros de carbono, de las fuentes renovables de energía, de la biodiversidad y del agua.

La ocupación física de la actividad petrolera

Si la política petrolera vigente mantuviera el criterio de que el futuro petrolero del Ecuador es solamente el crudo pesado, la ampliación de la frontera petrolera debería ejecutarse según lo planeado. Tendría que abrirse una licitación para la exploración y la explotación en los bloques 20, 29, ITT

y Pañacocha, más los correspondientes 22.000 km² del centro y suroriente, con lo cual la ocupación petrolera alcanzaría 64.100 km², superficie que incorpora el 56% del área total de la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE) de 114.418 km²; casi dos veces la superficie comunitaria indígena 32.500 km², la correspondiente a las Áreas Protegidas de 32.021 km²; o el 65% de los bosques naturales que alcanzan los 99.300 km². La ocupación actual alcanza a 35.000 km². (Cf. Anexo C. Mapa 2).

Los tamaños de los descubrimientos petroleros

En la porción de la cuenca amazónica correspondiente al Ecuador, las perforaciones exploratorias han sido exitosas, con un 85% de rendimiento promedio, que al ser uno de los más altos del orbe, ha posibilitado el descubrimiento de varios yacimientos de diferente tamaño conteniendo petróleo.

La madurez exploratoria de la anotada cuenca también es otro elemento en el análisis. Luego de más de 80 años de exploraciones ha sido calificada como alta. Pero se prevé que su éxito exploratorio no sea comparable con el ocurrido en las etapas anteriores, pues según M. Ribadeneira (octubre de 2004), “necesariamente deberá orientarse a descubrir petróleo en prospectos cada vez más pequeños”. Criterio que guarda consonancia con los resultados que se han venido obteniendo en el mundo, pues según la Agencia de Administración de la Energía (EIA) de los Estados Unidos y la empresa Baker Hughes, las tasas de descubrimientos entre 1995-1999 se han reducido en un 50% con relación a lo obtenido entre 1990-1994 y en un 400% en comparación con lo ocurrido entre 1985-1989.

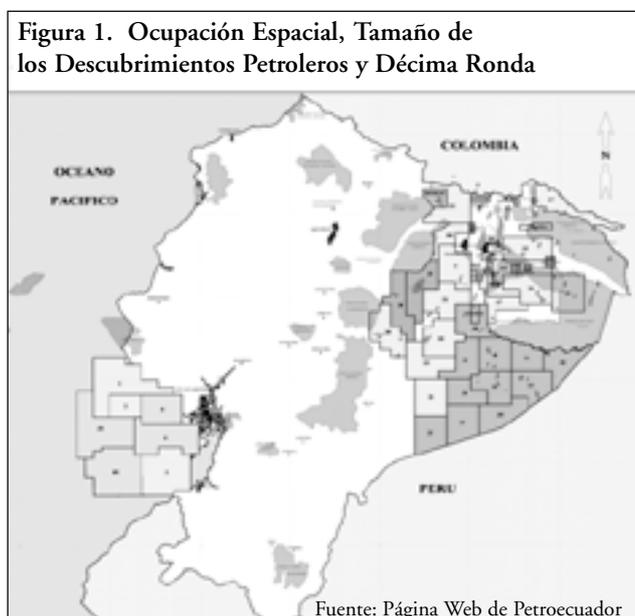
Desde 1967 hasta fines de 2000, en la cuenca sedimentaria amazónica se han descubierto 28 yacimientos de petróleo agrupados en 89 estructuras, el 65,84% de las cuales corresponden a Petroproducción, y el 34,16 % a empresas operadoras.

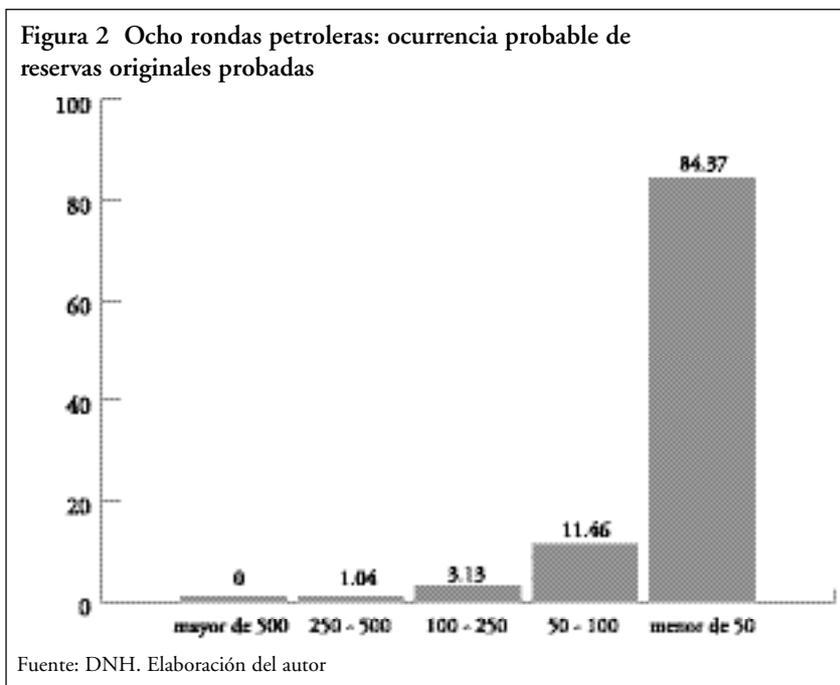
De todos los yacimientos, solamente 3 (1,07%), significaron descubrimientos superiores a 1.000 millones de barriles de petróleo original in situ (POES) y a 500 millones de barriles de reservas primarias originales (NPRIM) (categoría A). Corresponden a campañas exploratorias que

tuvieron lugar entre 1970 y 1980, y que permitieron el descubrimiento de 4 (1,42%) yacimientos adicionales cuyos resultados variaron entre 600 y 1.000 millones de barriles de POES o entre 250 y 500 millones de barriles de NPRIM (categoría B) con excepción de la campaña exploratoria Ishpingo, Tambococho, Tiputini (ITT), realizada a inicios de la década de los años noventa.

8 de los yacimientos (2,85%) se encuentran entre 300 y 600 millones de barriles de POES y de 100 a 250 millones de barriles de NPRIM (categoría C); 12 (4,27%); se sitúan entre 100 y 300 millones de barriles de POES o de 50 a 100 millones de barriles de NPRIM (categoría D); los 254 restantes (90,39%) fueron hallazgos menores tanto a 100 millones de barriles de POES como a 50 millones de barriles de NPRIM (categoría E).

Para las ocho rondas petroleras abiertas desde 1984, los resultados no difieren mucho, ya que de los 96 yacimientos descubiertos, ninguno se ubica en la categoría A; tan solo 1 (1,06%) corresponde a la B; 3 (3,13%) incumbe a la categoría C; 11 (11,46%) se encuentran en la D. Los restantes 81 descubrimientos (84,37%) se ubican en la categoría E.





Respecto al tamaño de ocurrencia de los campos, los descubrimientos y sus reservas han dado lugar a que se formen 105 campos petroleros, 65 de ellos en producción y 40 en no producción, los que evaluados mediante la distribución log-normal, presentan resultados que casi no difieren de los obtenidos más arriba. La probabilidad de que a futuro se tenga un campo del tamaño de Shushufindi-Aguarico con 1.589 millones de barriles de NPRIM es ¡apenas de 0,23%!, mientras que por el contrario, es mayor al 50% en más de 50 campos, cuyas reservas primarias varían entre 15,53 y 1,18 millones de barriles.

A no ser que la porción central y sur de la cuenca Oriente guarde en sus profundidades insospechadas sorpresas, alimentadas por la posible acumulación de 3.500 a 11.300 millones de barriles, según lo sostuvo Gonzalo Gonzáles, actual vicepresidente de la Cámara de Comercio de Pichincha, en un seminario del Foro de Opinión Petrolera Ecuatoriana, en marzo de 2003, sin precisar si correspondían a POES o NPRIM. Tomando como

referencia los tamaños y las características de los yacimientos de crudo pesado conocidos, para la acumulación de esos probables volúmenes de petróleo en el subsuelo se necesitaría de una superficie entre 200 y 650 km² o entre 760 y 2 570 km², dependiendo si se trata de NPRIM o de POES, respectivamente, y para explotarlas habría la necesidad de contar de 30 a 60 campos adicionales.

Los resultados productivos y económicos del crudo pesado

Acudiendo a fuentes oficiales y otras, en aproximadamente 10 años por contratación en exploración y la explotación bajo la figura de participación (incluyendo los convenios de explotación unificada de yacimientos comunes), los resultados productivos han sido los siguientes (Cf. Cuadro 1).

Cuadro 1. Participación del Estado por contratos					
Contratos	Total (barriles)	Estado (barriles)	Particip. (%)	Empresas (barriles)	Particip. (%)
Participación	238'867.565	48'779.015	20,28	190'088.550	79,58
Convenios	148'221.391	46'630.450	31,46	101'590.941	68,54
Total	387'088.956	95'409.465	24,65	291'679.491	75,35

Elaboración: Fernando Reyes. Fuente: Petroecuador, medios de comunicación y revistas.

En cuanto a los resultados económicos, lamentablemente la información oficial es parcial y resulta insuficiente. Según los funcionarios de Petroproducción M. Ribadeneira, C. Vega, V. Ruilova y J. Aldáz, entre 1994-2004 la renta petrolera para todos los contratos petroleros fue de 6.707 millones de dólares repartidos en: 3.524 millones para el Estado (52,5%) y 3.183 millones (47,5%) para las empresas, lo cual sugiere equidad en las contrataciones, a pesar de que la participación laboral inexplicablemente se incluye en la esfera estatal.

Esta renta petrolera total representa el 91% del presupuesto del Estado para 2005 y el 39,45% del PIB promedio (de 17.000 millones de dólares anuales). Por su parte, toda la renta estatal apenas supone el 48% y el 20,73% de los mencionados presupuestos y del PIB, respectivamente, los que se reducirían ostensiblemente si se llegara a devolver el denominado “IVA petrolero”¹. En contraste, según aquellos funcionarios, en el mismo periodo de tiempo y sin considerar los periodos de amortización, Petroproducción supuso ingresos para el Estado de alrededor de 18.585 millones de dólares, es decir más de 5 veces a los obtenidos por toda la contratación petrolera.

Al revisar la base de datos del Servicio de Rentas Internas para 2000-2004, las contratistas de las diferentes modalidades de participación y prestación de servicios, han llegado a obtener una utilidad de 1.257,18 millones de dólares, resultantes de la diferencia entre los ingresos brutos de 4.741,82 millones, unos costos de 2.898,45 millones, el reconocimiento de 328,71 millones por impuestos y unas pérdidas de 396,48 millones. El desglose de estas cifras se presenta en el siguiente cuadro (Cf. Cuadro 2). Al interpretar el cuadro, se puede deducir que los impuestos, a duras penas, representan el 6,93% de los ingresos brutos. Tres empresas (OXY, EnCana y AGIP) han tributado un poco más de 302 millones de dólares, que constituye el 92,15% del tributo total, mientras que las 5 restantes han declarado pérdidas o su aporte ha sido menor al 6%. Esto significa que los ingresos son menores, iguales o ligeramente mayores que los costos y gastos. También se advierte que al parecer no hay lógica contable al separar las pérdidas de los costos. ¿Respecto a qué consideraciones se ha establecido y aceptado las pérdidas? ¿Tal vez se las puede considerar como amortizaciones de las inversiones? De ser así, entonces están faltando las cifras relacionadas con las inversiones, las mismas que en algunos casos ya deberían haberse recuperado o estar cerca de hacerlo, máxime aún cuando este año y el 2004 el precio de venta del petróleo de la cuenca amazónica superó los 40 dólares por barril.

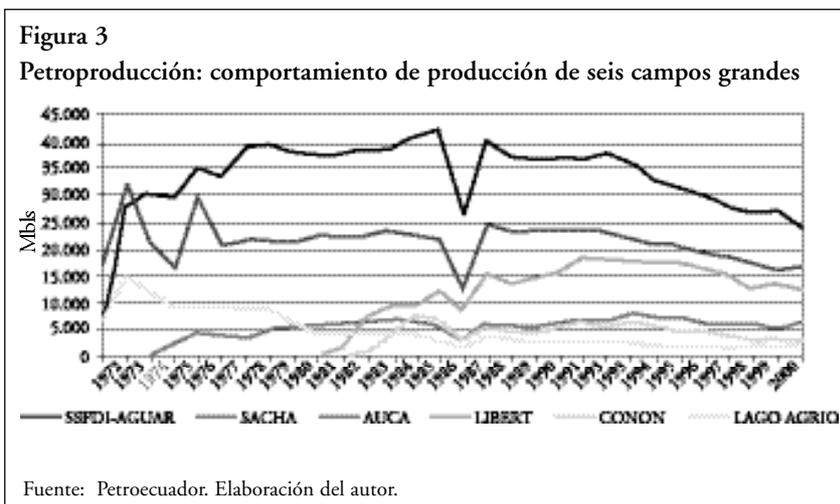
1 El artículo 69 de la ley de régimen tributario que se refiere al derecho que tienen las personas naturales y sociedades para que se les devuelva el impuesto al valor agregado (IVA) debido a las adquisiciones locales o bienes, empleados en la fabricación de bienes que se exporten. La controversia radica en reconocer si el petróleo crudo exportado es o no un bien fabricado en las actividades extractivas.

Cuadro 2						
Contratos de participación						
Modalidad	Empresa	Ingresos millones USD\$	Costos millones USD\$	Pérdida millones USD\$	Impuesto millones USD\$	Utilidad millones USD\$
Participación	Occidental	1.656,53	839,68	5,71	158,72	634,90
	Repsol-YPF	545,13	455,65	92,84	0,73	2,93
	EnCana	1.677,41	1.121,64	79,03	53,88	215,51
	Petrobras	150,97	145,93	51,24	7,06	28,24
	Perenco	251,33	193,07	56,83	18,85	75,39
	City Orient	65,78	66,95	50,86	0,00	0,00
	CNPC	4,22	34,20	59,97	0,00	0,00
Subtotal		4.351,37	2.857,12	396,48	239,24	956,97
Servicios	AGIP	390,45	41,33	0,00	89,47	300,21
Total		4.741,82	2.898,45	396,48	328,71	1.257,18

Elaboración: F. Reyes. Fuente: Base de Datos SRI, área petrolera de Petroecuador (24/06/2005).

Declinación de la producción de petróleo liviano

Las tasas de extracción de las reservas primarias de crudo liviano administradas por Petroecuador se encuentran en franca reducción, que responde únicamente a causas naturales o en combinación con el estilo de gestión y de explotación a las que han estado y están siendo sometidas. Al estudiar el comportamiento de las reservas y su producción en los seis campos más grandes (Shushufindi-Aguarico, Sacha, Libertador, Auca, Cononaco y Lago Agrio) que suman el 78,25% del total de NPRIM, se puede claramente observar que, luego de una producción creciente, se logró alcanzar su nivel tope máximo en 1992 y 1993, con 94.191 y 95.071 millones de barriles, respectivamente. A partir de entonces es evidente su declinación y que ha dado paso a que, para el 2001, la producción solamente haya podido alcanzar un total de 64.453 millones de barriles y en los años posteriores la tendencia se ha mantenido invariable. (Cf. Figura 3).



En relación a la evolución de las reservas primarias independientemente del campo, ya se han explotado sobre el 65%, es decir, una producción acumulada (NP) de más de 2.500 millones de barriles para un total de 3.810 millones de barriles de NPRIM, lo cual sirve para explicarse porqué, con esas condiciones en las reservas en los seis campos, no sólo viene decayendo la producción, sino que disminuya la certeza de recuperación de las reservas.

Si bien, una parte de la declinación obedece a la falta de oportuno mantenimiento y adecuada modernización de las instalaciones, estaría más próximo a la realidad admitir que la extracción de petróleo se va reduciendo a medida que el yacimiento con el tiempo va perdiendo cantidad y calidad del crudo allí almacenado, y también que la presión tras más de 25 años de extracción ya no es la misma que al principio.

O la creciente e incesante producción de agua en detrimento de aquella de petróleo. Históricamente de cada 100 barriles extraídos, 70 han correspondido a crudo y 30 a agua. Ahora la relación ha cambiado, pues de los mismos 100 barriles producidos, 44 son de crudo y 56 de agua. En crudos pesados la incidencia es mucho mayor, habiéndose llegado a una relación de 93 barriles de agua por 7 de petróleo. Fenómeno físico inducido, resultante de tasas de producción que se sitúan sobre la tasa crítica a la

cual se produce la conificación, canalización o interdigitación del agua, y que puede dejar casi sin piso a las proyecciones de producción realizadas.

Cabe entonces preguntarse si los 2.120 millones de barriles de reservas remanentes primarias que, el 1 de enero de 2004 existían en los campos de Petroproducción, tienen la seguridad de ser producidas bajo la política tradicional de explotación y las actuales condiciones operacionales imperantes. Posiblemente sí, pero solamente en los modelos de simulación. En realidad, con excepción de la apertura de nuevos, costosos y hasta fallidos pozos horizontales, la perforación de más de 20 pozos verticales, la reparación de pozos cerrados, el mantenimiento de los abiertos y la modernización y hasta ampliación de las facilidades superficiales, tan sólo se ha privilegiado una visión tecnológica que se ha ocupado solamente de los equipos y maquinarias para levantar el petróleo que llega a los pozos desde el yacimiento, en vez de asegurar que el petróleo continúe fluyendo desde todos los rincones del yacimiento hacia esos mismos pozos que extraen hasta la superficie el crudo.

¿Cabe o no la recuperación mejorada de petróleo?

Desde el punto de vista de los volúmenes de reservas en producción y en no producción que cuenta el país, ¿qué tan necesario es ampliar la frontera petrolera, especialmente en cuanto se refiere al Centro y el Suroriente?. Sumados los dos tipos de reservas, al 1 de enero de 2004, se contaba (en números redondos) con la cantidad de 4.830 millones de barriles, con 3.726 millones (77,02%) de Petroecuador y los 1.104 millones restantes (22,98%) a las empresas contratistas en la modalidad de participación y de prestación de servicios. Si la extracción de estos volúmenes de petróleo fuera segura, alcanzarían para llenar los dos oleoductos SOTE (estatal) y OCP (privado) por un poco más de 16 años. Por su monto de reservas, se confía que la empresa estatal continuará utilizando su oleoducto, por tanto tendría asegurado su operación por 25 años más. Por su parte, el oleoducto de crudos pesados, apenas tendría para 10 años de bombeo, lo cual es perjudicable tanto para el mismo OCP, como para sus empresas asociadas, las que a su vez son contratistas del Estado.

¿Se tiene una salida petrolera y económica al planteamiento de no ampliar la frontera petrolera? Pues sí. La respuesta está en los campos y yacimientos de la filial Petroproducción, y en menor medida en los de las operadoras, campos en los que, una vez que concluya la explotación de las actuales reservas, en el mejor de los casos, de cada 100 barriles descubiertos, apenas se habrán extraído 30 y quedarán en los yacimientos los 70 restantes.

De un volumen de 33.462 millones de barriles descubiertos en la cuenca amazónica, apenas se producirían 8.119 millones si su extracción fuera segura, y quedarían en los yacimientos 25.343 millones. (Cf. Cuadro 3). Si se llegan a extraer entre el 5 y el 10% de esta enorme cantidad, con recuperación mejorada, las reservas adicionales variarían entre 1.267 y 2.543 millones de barriles, cifras muy difíciles de conseguir con la extensión de dicha frontera.

Cuadro 3
Volúmenes y reservas de petróleo (millones de barriles)

	POES	NPRIM	NP	RNPRIM	RNPRIM + NO PR	PAES	VPR
PETROEC							
En Produc.	14769	5123	2912	2211		11857	9646
No Produc.	11869	1515	---	---		11869	10354
Total 1	26638	6638	2912	2211	3726	23726	20000
*EMPRE							
En Produc.	4877	1125	376	749		4501	3752
No Produc.	1947	356	---	---		1947	1591
Total 2	6824	1481	376	749	1105	6448	5343
Total 1+2	33462	8119	3288	2960	4831	30174	25343

* Contratos de Participación y de Prestación de Servicios. Fuente: DNH. Reservas del País al 31-12-2003.

La recuperación mejorada en términos productivos y económicos, puede entenderse como una tecnología costo-eficiente, que puede permitir que se consiga suavizar la inevitable declinación física de la producción de petróleo que, con el transcurso del tiempo, experimenta todo pozo y yacimiento en explotación, pudiéndose con su puesta en práctica aumentar tanto las reservas como su producción, y por consiguiente prolongar su vida útil y la rentabilidad productiva final de los yacimientos en explotación.

Su tecnología, no es algo que se compra una vez y se instala, tal y como ocurre con una bomba eléctrico-sumergible, ni es la contratación de un servicio de corta duración como la perforación de un pozo, la compra de tubería, el fracturamiento de una porción de un yacimiento, la sísmica 3D o la ampliación del servicio eléctrico. Es una real tecnología de punta que requiere la instalación de facilidades adicionales en menor o mayor medida, que permitan conectar entre sí, los pozos inyectoros, el yacimiento de crudo y los pozos productores, con el fin de facilitar la inyección de determinados insumos (tales como polímeros, bacterias, surfactantes, dióxido de carbono, gas, agua, macromoléculas, etc.), cuya función, una vez introducidos en el yacimiento, será la de liberar y movilizar hacia los pozos extractores más petróleo, lográndose con ello reducir su saturación. Los costos por barril pueden variar de 5 a 10 dólares, dependiendo del método a aplicarse y de la productividad. Son convenientes en tiempos de altos precios de venta del barril de crudo.

Empresas como Encana (desde el año 2002) han puesto en la práctica un plan piloto de inyección de agua en el yacimiento M-1 del campo Dorine, cuyos resultados en relación con el incremento de la presión y en la producción ya en su primer año al parecer se mostraron satisfactorios. También Tecpetrol, empresa operadora del campo marginal Bermejo, tiene previsto dar inicio a un proyecto de inyección combinada de agua y gas natural con CO₂ en el yacimiento Basal Tena de Bermejo Norte; y PetroSud, en el campo marginal Pindo, ha programado arrancar con un proyecto de inyección de agua en el reservorio Basal Tena.

Por la aplicación de recuperación mejorada, el beneficio productivo esperado no solamente sería en crudo, pues en particular en los campos de petróleo liviano, la disponibilidad de gas natural (GN) aumentaría a medida que lo haga la extracción de crudo. Hecho que, sin lugar a duda, va a

permitir que se rompa (por lo menos parcialmente) la enorme y preocupante dependencia del Ecuador respecto a las crecientes importaciones de GLP, agravada por la decreciente producción del energético en el país, no debido a la falta de gas, sino a su irresponsable desperdicio al venirlo quemando desde 1972. Hemos calculado que el volumen de GN quemado equivale a un campo petrolero de 150 millones de barriles.

Conclusiones

Desde el interés nacional y del Ecuador profundo, la ampliación de la frontera petrolera para crudo pesado, bajo la figura de participación, no se muestra tan atractiva, pues además de no garantizar que el petróleo continúe siendo la segunda fuente de ingresos estatales, lo más grave que se puede estar consiguiendo, es reducir la cada vez más escasa presencia del magnífico ecosistema del bosque húmedo tropical, de su ventaja comparativa y de los servicios ambientales y culturales que presta al país y a la humanidad. ¿Quién va a responder ante la sociedad ecuatoriana cuando, como ya ocurre en el parque nacional Yasuní, la selva se continúe deforestando y degradando, ya no solamente por el asentamiento de colonos blanco-mestizos, sino por la acción de ciertos nuevos “madereros” indígenas que, sin lugar a duda, utilizarán a su discreción, la nueva red de carreteras que tendrían que abrirse para posibilitar la extracción y el transporte de las supuestamente enormes nuevas reservas de crudo que estarían por descubrirse y explotarse?

En el mejor de los casos, lo que se podría estar consiguiendo con la continuación de la política de explotación vigente, es asegurar la extracción de las reservas primarias remanentes. Preocupante situación que torna incierta la producción de las reservas que quedarían por extraerse, pues no habría solución confiable si se mantiene invariable el marco tecnológico imperante, y que en consecuencia pone en riesgo la hasta ahora relativamente fácil disponibilidad de los ingresos petroleros estatales.

Sin dilatorias, amerita que con responsabilidad ante el país y su futuro, se de paso a la aplicación de probadas alternativas tecnológicas, para en primer lugar asegurar en lo posible la producción de las reservas primarias

remanentes, y paralelamente ya con métodos de recuperación mejorada incrementar las reservas recuperables y su extracción. Es a todas luces evidente que este es el tiempo en el que se necesita de más y mejor ingeniería, que no es sino más y mejor ciencia y tecnología, porque solamente así será posible extender en el tiempo el horizonte de producción del estratégico recurso petrolero, en las áreas del ecosistema del bosque húmedo-tropical amazónico ya intervenido. Caso contrario, si la exploración adicional no trae los resultados productivos esperados, la productividad seguiría yendo a la baja, y la amenaza sobre la mayor área de cobertura vegetal boscosa del país y las culturas ancestrales que en él habitan, dejaría de ser tal, pues se habría transformado en una indeseable realidad.

Formulación de la política petrolera

Patricio Baquero Tenesaca

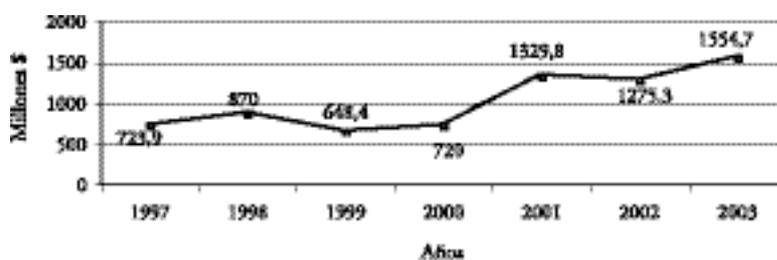
Impacto sobre la economía nacional

En el saldo de cuenta corriente, las exportaciones petroleras pasaron de 1.305 millones de dólares en 1994 a 3.585 millones de dólares casi a finales del 2004 (Banco Central, 2005) debido a dos factores: la puesta en marcha del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) y el aumento de producción de las compañías privadas a 260.000 barriles de petróleo por día (b./d.); beneficiándose el país de la participación que le corresponde, aumentando su cuota de exportación de crudo que actualmente promedia los 144.000 b./d. Ciertamente, que dentro de la balanza comercial, las importaciones han afectado negativamente al saldo de cuenta corriente especialmente por las importaciones petroleras, que han crecido de 78 millones de dólares en 1994 a 620,53 millones a finales del 2004 (Banco Central, 2005); lo cual representa un incremento del 800% que, si bien es atribuible al crecimiento de la actividad petrolera, también implica una falta de presencia de la industria nacional en el sector.

Por otro lado, en la cuenta de capitales y específicamente en la cuenta financiera, las inversiones directas crecieron de 723,9 millones de dólares en 1997 a 1.554,7 millones en 2003 (Banco Central, 2005). Esta fue influida drásticamente por las inversiones realizadas en la construcción del OCP, de tal forma que en 2001, 2002 y 2003, hubo un crecimiento de casi el doble respecto a los años anteriores. (Cf. Figura 1). Las inversiones directas a través de la Décima Ronda de Licitaciones, la construcción de una nueva refinería, el desarrollo de los proyectos Ishpingo, Tambococho, Tiputini (ITT),

Pungarayacu, Oglán, pueden superar los 6.000 millones de dólares con un gran impacto en la economía nacional para los próximos años.

Figura 1
Tendencia de las inversiones directas

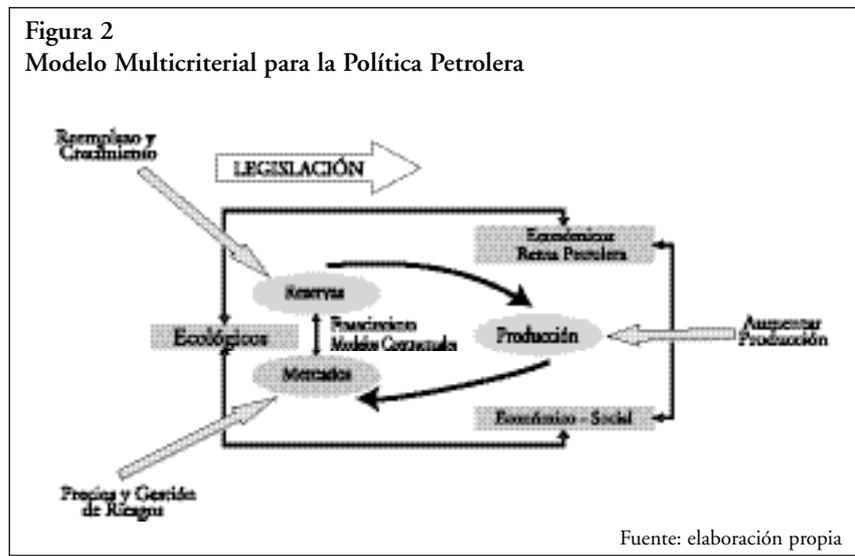


Elaboración: Patricio Baquero

Formulación de la política del Estado

Considerando que la política petrolera es el conjunto de objetivos, acciones, estrategias, actividades y administración del recurso petrolero, que afecta a los asuntos públicos y el poder; es indispensable lograr la optimización de la renta petrolera al crecimiento del país enmarcada dentro de los principios y ordenamiento jurídico vigente. La política petrolera debe trascender los períodos gubernamentales y elevarse al rango de política de Estado para conservar y mejorar el bienestar general y la calidad de vida de la población presente y futura. Las bases para su formulación deben considerar los siguientes elementos: la situación nacional, el entorno internacional, la protección del medio ambiente con conceptos de desarrollo sostenible, la calidad de vida de la población presente y futura y la aplicación de nuevas tecnologías. Si nos enfrentamos a una economía mundial con mercados abiertos, capaces de impactar en las economías nacionales, entonces la política petrolera debe ser construida sobre la base de un modelo que considere por un lado las reservas petroleras, la capacidad de producción y los mercados mundiales, y por otro, las variables económicas, aquella de renta petrolera, las político - sociales y ecológicas; creándose un modelo multi-

criterial para la política petrolera. (Cf. Figura 2). Es indispensable considerar cambios en la Legislación que regula a los hidrocarburos para adecuarla a los tiempos y evolución de los mercados y tendencias globales, sobre todo en aspectos como la cooperación empresarial, contratación petrolera, modelos económicos con participación variable, definición de la participación estatal y privada en el Upstream y Downstream y otros que se armonicen adecuadamente con la leyes, decretos, reglamentos y resoluciones.



Este modelo considera los siguientes principios básicos. El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. El hidrocarburo debe incrementar el valor agregado nacional y crear fuentes de trabajo. Es preciso implementar las políticas nacionales de petróleo y gas como parte de la matriz energética, a fin de garantizar el suministro de productos para la supervivencia del país. El desarrollo racional de los recursos, es respetuoso del medio ambiente y crea condiciones para el progreso del sector en un ambiente armonioso para las empresas y la sociedad. Hay que fomentar la industria nacional y la competencia económica, así como la responsabilidad social y la creación de un plan de negocios empresariales.

Reservas

La situación mundial de las reservas de petróleo está llegando a un punto crítico, de ahí que éste sea un factor que influye fuertemente en la escalada de los precios internacionales. En la cumbre de la OPEP realizada en Beirut en Junio del 2004, se sentenció: “La era del petróleo barato ha llegado a su fin”. Tal declaración responde a la preocupación sobre las reservas que se están agotando.

King Hubbert, un geólogo estadounidense prestigioso catedrático del Instituto Tecnológico de Masachussets (MIT), a mediados de la década de los años cincuenta, concibió un modelo mediante el cual se preveía que cuando la explotación de un yacimiento petrolero llega a la mitad, se inicia una curva descendente en su rendimiento, haciendo cada vez más problemática y cara la extracción. La propuesta de Hubbert fue aplicada a nivel mundial por C.J Campbell y J.H.Laherre en el año 1998, concluyendo que esta realidad ocurrirá a partir del año 2008. (Cf. Anexo B. Figura 1).

El Ecuador posee reservas remanentes aproximadas de 3.600 millones de barriles, de las cuales 1.700 millones están en los campos de Petroecuador y son de crudo liviano (mayor a 24° API), el resto son de crudo pesado (menor a 24° API). Si consideramos únicamente los campos explotados por la empresa estatal, al ritmo de producción actual, éstas se agotarían en 22 años; lo que nos indica que estamos en el punto de declinación inminente. Si incluimos campos no explotados, como el proyecto ITT (903 millones de barriles de 15° API) y los bloques del Sur Oriente; la perspectiva de agotamiento de las reservas se amplía a 28 años, llegando a su máxima producción en los años 2009-2010, luego de los cuales se cumpliría la ecuación de Hubbert.

El Ecuador posee 83 veces menos reservas probadas que Venezuela y 190 veces menos que el Medio Oriente (BP, 2004). Es decir que, nuestras reservas representan menos del 0,35% de las reservas mundiales, siendo el Ecuador “un país con petróleo” y no “un país petrolero”. Las reservas actuales son importantes aún para no ser dependientes de la importación, pero son de baja calidad y con alto contenido de azufre, consecuentemente son de difícil colocación en los mercados internacionales, por sus costos de producción altos; y, en la medida que el cambio en la base de recursos se tra-

duce en un aumento de costos, es necesario disminuir la renta por barril para hacer económico el desarrollo del sector petrolero.¹

Los grandes yacimientos petrolíferos, podrían ser cosa del pasado, pues no se tiene evidencia de nuevos descubrimientos de campos gigantes. En el Ecuador, el campo más grande descubierto en los últimos años es del proyecto ITT. Se requiere campañas de exploración agresivas para descubrir nuevos campos en la zona de pie de monte y Sur Oriente. La era de encontrar petróleo a 10.000 pies por debajo de la superficie se habría terminado y se requiere exploración a mayores profundidades (20.000 pies) denominado "Precretácico", que cambiaría la era petrolera en el Ecuador, dándole al país mayor posibilidad de autosuficiencia energética en el largo plazo.²

Producción

En los últimos 10 años, la producción ha declinado de 300.000 b./d. a un promedio de 200.000 b./d. en los principales campos de Petroecuador, debido a varios factores. La producción de algunos campos, que operaba la filial Petroproducción, fue entregada a la iniciativa privada para que sean reactivados, bajo las formas de alianzas estratégicas (MDC, Pucuna, Paraíso), gestión compartida (Limoncocha) y campos marginales (Tigüino, Pindo - Palanda, Bermejo, Charapa) y que sumaban, a esa época, una producción aproximada de 30.000 b./d.³ Las inversiones en los principales campos decayeron de 120 millones de dólares en 1994 a menos de 40 millones en el año 2000; afectando la producción al entrar en vigencia la Ley de presupuesto que obliga a Petroecuador a entregar todos sus recursos al Estado y éste a su vez, no le reembolsa los recursos suficientes para los proyectos de inversión⁴ (Cf. Figura 3). Además, el desempeño empresarial de Petroecuador, está influenciado por la injerencia de factores externos (políticos, económicos y sociales) y la debilidad de los factores internos

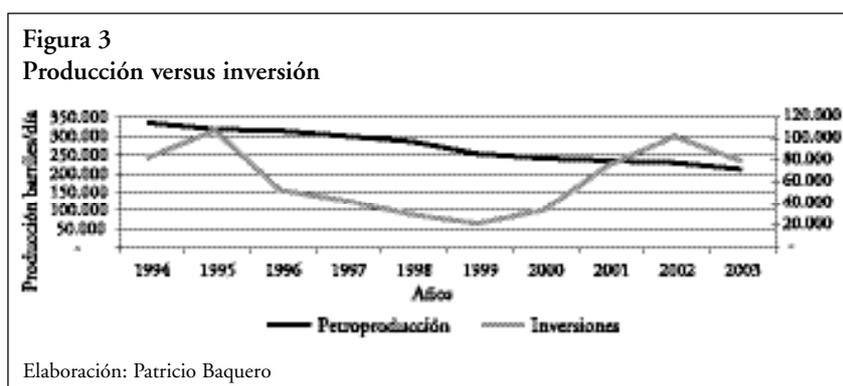
1 La renta petrolera disminuye en la explotación de crudos pesados por los altos costos de extracción.

2 Estudios provisionales de Petroproducción de áreas nuevas a mayor profundidad.

3 Las alianzas estratégicas son aplicadas entre empresas estatales, mientras que la gestión compartida y campos marginales se realiza entre empresas privadas y el Estado.

4 Ley de presupuesto expedida en noviembre de 1992 que establece el reembolso del 10% de la renta a Petroecuador para reinversión, ley que no ha sido respetada.

(procesos caducos, recurso humano no capacitado, tecnología obsoleta). Esta influencia ha determinado una baja ejecución presupuestaria de inversiones en promedio del 60% de lo previsto.



Las posibilidades de crecimiento de la producción dependerán de las inversiones que se realicen en los grandes campos de la empresa estatal y de los planes de exploración y explotación de la empresa privada para los próximos años. Se necesitan inversiones de más de 1.500 millones de dólares en los 5 campos grandes de Petroecuador, para un incremento aproximado de 100.000 b./d. y para mejorar el factor de recobro a más del 40% - 50% de las reservas probadas existentes. Se necesitan 3.500 millones de dólares para el desarrollo del proyecto ITT (que incluye una nueva refinería) e incorporar una producción de 180.000 b./d. hasta el año 2010. Se necesitan 1.500 millones de dólares en el desarrollo de los campos del Sur Oriente, a fin de incorporar 100.000 b./d. Se necesitan 2.000 millones de dólares, para el desarrollo de los campos de Oglán y Pungarayacu para incorporar a la producción nacional 80.000 b./d. Se necesitan 2.500 millones de dólares para nuevos descubrimientos: petróleo en el precretácico, pie de monte y gas en la Costa. La puesta en marcha de estos proyectos puede incrementar la producción a más de 800.000 b./d. para el año 2010 y luego, inevitablemente, la producción caería en un promedio de 7% anual, si no existen nuevos descubrimientos.

Mercados

Después de que el Ecuador dejó de ser miembro de la OPEP en 1992, su crudo ha sido colocado en varios mercados sin ninguna restricción. Tradicionalmente, en los últimos años el promedio de exportación del crudo ecuatoriano ha representado el 0,002 % de las exportaciones mundiales⁵, siendo marginal a la hora de presionar en los precios internacionales, más aún cuando este crudo tiene un alto contenido de azufre y de metales. De cada 5 barriles que producimos, exportamos 2; mientras que hace 10 años de cada 5 barriles, exportábamos 2,5. Ello nos hace pensar en la necesidad de incrementar de manera inmediata la exploración y explotación de nuevos campos, antes de convertirnos en importadores netos. Mirando hacia el futuro, la demanda no satisfecha por la producción continental se estima que crecerá de 10 a 14 millones de b./d. en la próxima década, acelerando el proceso de importación neta del continente, que crecerá de 6,7 a 7,4 millones de b./d., abriéndose espacios para la expansión de la producción nacional (BP, 2004).

La globalización de los mercados nos obliga a alinearnos con las condiciones de los diferentes crudos marcadores. La política de precios atada a las exigencias del mercado ha puesto a nuestro crudo en condiciones difíciles, cuando el diferencial por castigo⁶ en la calidad del crudo ha llegado a niveles de 18 dólares por barril, ante la gran demanda de crudos livianos y la imposibilidad de procesar crudos más pesados en las refinerías, que adicionalmente son insuficientes en el mundo, lo que está presionando los precios al alza.

Criterio económico- renta petrolera

Es indispensable llegar al equilibrio de la máxima recaudación por tributación y regalías en el corto plazo que, si bien son convenientes para los intereses del gobierno y el flujo de ingresos en el largo plazo, deben ser analizados en la perspectiva de la competitividad internacional. Desde una óptica puramente económica, se podría diferir la explotación del yacimiento, pues se esperan altos precios ante la realidad de la escasez del mercado de combustibles en los años venideros. Sin embargo, la situación deficitaria de

la caja fiscal presiona a los gobiernos de turno a realizar la máxima explotación sin una mirada estratégica de inversiones en reemplazo de activos energéticos. La maximización de los ingresos para un socio estratégico o una compañía petrolera, implica la necesidad de la extracción rápida de un yacimiento, siguiendo la lógica de una maximización del valor presente neto de la inversión. Este criterio, ciertamente es contrario a los intereses económicos de largo plazo que el gobierno central se debería plantear como política de Estado para el sector hidrocarburífero.

Criterio político-social

Este criterio podría ser el de más peso y que, en un sentido más amplio, puede balancear y definir los otros criterios (económicos y ecológicos). Es cierto que, al plantear el desarrollo petrolero del país, podemos encontrar diversos criterios de qué hacer, cómo hacerlo y cuándo hacerlo; y en ello, no pensar necesariamente que se está tratando de favorecer a un grupo u otro y que toda acción que emprenda el gobierno tenga alguna sombra de sospecha. Lamentablemente por experiencia del pasado, la ciudadanía ha perdido toda confianza en sus autoridades y en los procesos que se siguen para una apertura petrolera que favorezca los intereses nacionales.

Unos pueden pensar en la construcción de una nueva refinería de alta conversión para no exportar petróleo crudo. Otros pueden sugerir modernizar las refinerías existentes. Entonces, se puede coincidir en la importancia de la construcción de la planta o modernizar las refinerías, pero se puede discrepar en el control que éstas deban tener para que funcionen eficiente y eficazmente. Es decir, unos piensan en el valor estratégico de la energía y la democracia participativa que debe ser aplicada en este caso, mientras que otros miran los planes de negocios internacionales, debido al valor estratégico que tiene el crudo en el mundo.

No es menos cierto que los problemas sociales que se generan de tales decisiones, afectan grandemente a la población, como es el caso último de Bolivia, que por la reforma a la Ley de hidrocarburos para el control del

5 Relación entre las exportaciones del Ecuador en 144.000 b./d. y mundiales en 83 millones de b./d.

6 Este "castigo" se debe al mayor contenido de azufre y menor grado API del crudo ecuatoriano, respecto al crudo marcador WTI.

gas, pudiera dejar a este país aislado de la gran cadena energética que tiene que formarse en el sur del continente, para actuar como bloque en perspectiva de la escasez de este recurso en las próximas décadas. El criterio político-social, debe ser aplicado en coherencia con los intereses del país y dentro de una planificación energética, que permita un balance acorde a las necesidades y a la explotación de los recursos.

Criterio ecológico

La relación entre sociedad, petróleo y medio ambiente no ha sido tomada en cuenta, en su conjunto, desde los inicios de la explotación petrolera, como consecuencia de una visión únicamente lucrativa del recurso. Los graves problemas que se han presentado en los últimos años con los pobladores de las zonas de donde se extrae el crudo, han impedido la exploración de nuevas áreas y, peor aún, la explotación de tales reservas petroleras. La puesta en marcha únicamente de los estudios de impacto ambiental (EIA), sin considerar los estudios de desarrollo social (EDS) que permiten el acceso de la población a un bienestar en armonía con el medio ambiente, ha deteriorado las relaciones con los pobladores. Las tres variables juegan un papel fundamental en el equilibrio de las relaciones sociales y gubernamentales con los inversionistas; aún cuando la renta petrolera pueda disminuir, debido a las grandes inversiones que se deben realizar para mantener este equilibrio. La obligación gubernamental para exigir a sus socios mayores recursos económicos, con el fin de implementar programas de desarrollo sostenible y sustentable, es el eje que acompañará a las políticas públicas para la explotación de los recursos naturales.

Armonización de la política petrolera

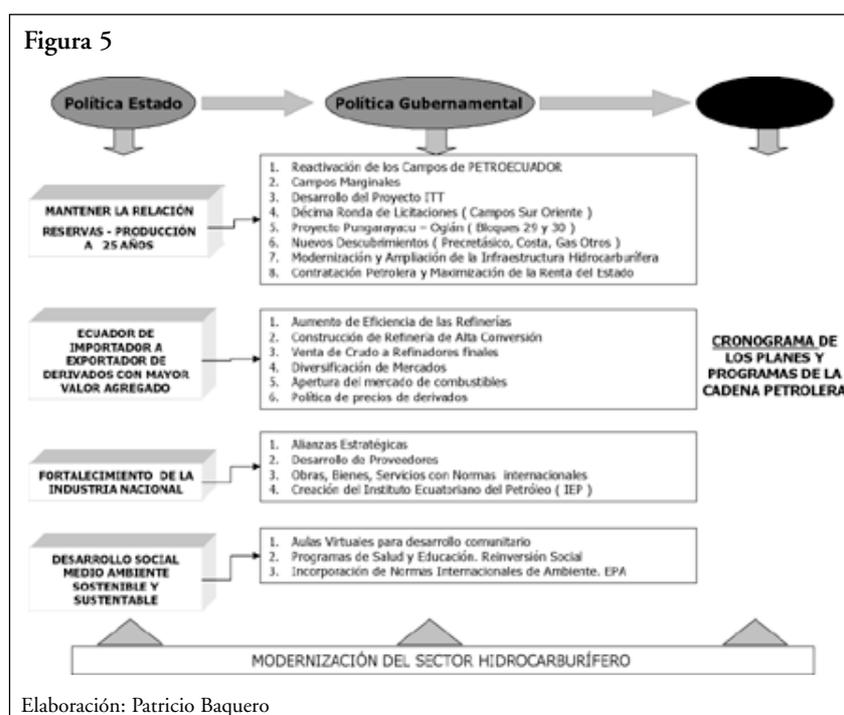
Si se han descrito por un lado las tres variables en sentido horizontal: reservas, producción y mercados; y, por otro lado las tres variables que cruzan lateralmente: económicas – renta petrolera, políticas, sociales y ecológicas, podemos ensayar un esquema de política petrolera que recoja los criterios descritos. (Cf. Figura 4). El esquema general del desarrollo hidrocarburi-

ro, se muestra en el qué hacer (política de Estado), en el cómo hacer (política gubernamental) y cuándo hacer (agenda básica, planes y programas)⁷. Un rol importante juega la transformación inmediata de Petroecuador para lograr una empresa estatal eficiente y eficaz, capaz de internacionalizar sus actividades por sí sola o mediante alianzas estratégicas. Finalmente es necesaria la modernización y fortalecimiento de la Dirección Nacional de Hidrocarburos que regule las actividades petroleras de manera ágil, transparente y dinamizadora. Este Plan de reactivación petrolera logrará el propósito de un desarrollo del sector petrolero y un equilibrio energético en largo plazo.



El ensayo de los contenidos de cada uno de los temas descritos se expone a continuación. (Cf. Figura 5).

⁷ Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, octubre de 2004.



Mantener la relación reservas / producción a 25 años

Las reservas mundiales alcanzan los 1.048 billones de barriles. En la última década las reservas mundiales prácticamente se han estancado. En efecto, de 1980 a 1990 las reservas mundiales crecieron en casi 5%, mientras que entre 1991 y 2002 sólo han crecido en 4,7% . Del total de las reservas mundiales, el 78% están localizadas en los países miembros de la OPEP. Principalmente el Medio Oriente tiene más del 65% de estas reservas. Venezuela cuenta con el 7,4% y Ecuador cuenta con apenas el 0,35% de las reservas mundiales (BP, 2004). La relación R/P (reservas/producción) de los países de la OPEP ronda los 82 años, mientras que la del mundo es de apenas 41 años. Estados Unidos tiene una relación de 11 años y Venezuela de 74 años. El Medio Oriente alcanza los 92 años. Este es el mejor

indicador para el análisis de las reservas de determinados países comparándola con su producción.

El consumo de crudo creció en 1,8 millón de b./d. en el primer trimestre de 2005, de los cuales 1 millón es atribuible al consumo de la China, cuya demanda crece vertiginosamente al 15% anual⁸. A esto se suma que, desde 1981, la capacidad de producción disponible ha caído desde el 12% del consumo global a apenas el 2% actual. La relación R/P pasó de 29 años (en 1973) a 40 años en (2003). Ello quiere decir que el mundo posee mayores reservas para atender su consumo que hace 30 años, con la diferencia de que ahora es más costoso extraerlo y son mayores las contingencias que pueden afectar el abastecimiento.

Según la Agencia de Energía de los Estados Unidos, la demanda mundial por crudo crecerá un 50% de aquí hasta el año 2025, alcanzando un consumo de más de 120 millones de b./d. La demanda sería aún mayor, de no ser porque los procesos industriales tienden a ser menos intensivos en energía y además se hace un uso más eficiente de ésta, a tal punto que el consumo de energía por unidad producida en la actualidad es el 50% de hace 30 años, amén de la diversificación de las fuentes alternativas.

Ecuador, un país con petróleo, mantiene una relación R/P de 25 años, que ha disminuido últimamente debido al incremento de producción de las compañías privadas y la falta de inversión en los proyectos de exploración para incrementar las reservas. Además, se prevé un mayor consumo de crudo en los próximos años, debido básicamente a la imposibilidad de reemplazar la energía producida por fósiles por energías más limpias que requieren de grandes inversiones que no podemos realizar.

Ecuador de país importador a exportador de combustibles

La capacidad instalada en las tres refinerías corresponde a 175.000 b./d., sin embargo la capacidad utilizada alcanza los 156.000 b./d. Las refinerías producen un alto porcentaje de residuo debido a la calidad del crudo. (Cf. Cuadro 1). La calidad del crudo oriente producido por los cinco campos grandes que mantiene Petroecuador (Sacha, Shushufindi, Libertador, Auca y

8 Fuentes: Agencia Internacional de la Energía (AIE) y Journal Oil & Gas, 2004.

Lago Agrio) tiene un promedio de 28° API; y la calidad que afecta a las refinerías está influenciada básicamente por la mezcla del crudo descrito y el crudo proveniente de la participación del crudo de las compañías privadas.

Cuadro 1					
Capacidad de refinación en Ecuador					
Refinería	Capacidad Diseño Barriles/día	Capacidad utilizada Barriles/día	API Carga Diseño Real	Residuo %	Costo Refinanciación
Esmeraldas	110.000	102.000	23-30 24.2	43	3.15
La Libertad	45.000	38.000	28-30 27.8	54	2.51
Shushufindi	20.000	16.000	29 29	48	3.54
Total	175.000	156.000		46	

En los últimos años, el Ecuador se ha visto obligado a importar productos de mayor valor agregado (diesel, naftas) debido a la no-adequación de las refinerías para evitar el alto porcentaje de residuo, la producción de crudos cada vez más pesados (mayor contenido de azufre) y el incremento de productos de menor valor agregado. Esta realidad se agrava cuando existe estiaje, ya que se debe recurrir a centrales térmicas que consumen grandes cantidades de diesel para suplir la demanda de producción de energía eléctrica. En el año 2003, se realizaron importaciones de diesel por un valor superior a 600 millones de dólares; y para el año 2004 éstas superaron 800 millones de dólares. Si consideramos que aún no se ha instalado mayor capacidad para generación con energía hidráulica, el monto de importaciones en el año 2005, superará los 1.300 millones de dólares. A la obsolescencia tecnológica de las refinerías se suman dos factores: los procesos administrativos de compras y contrataciones de Petroecuador que son lentos e ineficientes y el Estado no dispone de recursos económicos suficientes para invertir en el mejoramiento de las refinerías y modernizar su organización.

¿Qué hará un Plan de Reactivación Petrolera? Este plan contempla la creación de una nueva refinería de alta conversión con capacidad de 200.000 b./d., que permitirá una optimización en la calidad y mejores rendimientos de productos que alimentan a las unidades. Además, se podrán

procesar crudos más pesados, cumpliendo con las especificaciones futuras de calidad de estos combustibles, tanto para el consumo nacional e internacional debido a la incorporación de los procesos de desulfuración, craqueo de gasóleo y tratamiento de naftas. Se prevé la construcción de nuevas unidades de azufre y para el tratamiento de amina y soda, a fin de garantizar la recuperación de los contaminantes retirados de los combustibles.

Finalmente el Plan contempla la optimización de las facilidades externas de las refinerías y su modernización con inversiones que pueden superar los 500 millones de dólares, a fin de adecuarlas para la elaboración de productos de mayor valor a sus materias primas de exportación e incorporar productos blancos a niveles competitivos. Los costos de refinación actuales varían de 3,15 dólares por barril en la refinería de Esmeraldas a 3,51 en la refinería de Shushufindi los mismos que podrían reducirse aplicando programas de administración y operación con estándares internacionales acorde a las nuevas exigencias ambientales; estimándose un ahorro de 0,7 dólares por barril refinado.

Fortalecimiento de la industria nacional

Las proyecciones de incremento en la demanda energética mundial a mediano y largo plazo, junto a la estrategia gubernamental de promover la apertura nacional y la integración comercial con países de nuestro continente, marcan la pauta para el crecimiento de una industria nacional proveedora de bienes y servicios energéticos capaz de competir dentro y fuera de nuestras fronteras. Es allí donde las Cámaras de Comercio e Industrias deben delinear e implementar con Petroecuador, un plan de desarrollo de proveedores para el sector energético. Lo que supone una gran oportunidad para el crecimiento del país, con la creación de una red industrial sólida que produzca bienes y servicios para proveer, no sólo a la industria petrolera y gasífera nacional, sino a la mundial, convirtiéndonos en un país exportador de insumos, mano de obra y tecnología.

Sin embargo, hay que tener presente que la aplicación del Plan de reactivación del sector hidrocarburífero debe ser una constante a todos los gobiernos y de aplicación sistemática, no sujeta a demandas puntuales, a fin de que los proveedores locales no se expongan al paso de temporadas de

demandas extremas, a depresiones sin ventas, situación que inconveniente para el fortalecimiento de la industria nacional. En este marco del plan gubernamental de inversiones, basado en el crecimiento de la demanda energética mundial, las Cámaras de la Producción deberían conformar un equipo que realice un estudio que busque traducir la demanda energética proyectada en cifras concretas para el sector industrial y comercial ecuatoriano.

El paso siguiente sería tomar en cuenta los índices de demanda energética y traducirlos en variables de impacto económico como el PIB o la inflación; además el estudio considerará la demanda petrolera que crecerá a 800.000 b./d. en el año 2010. Eso significa que el país tiene que invertir en proyectos de sísmica, exploración, producción, transporte y refinación, para lo cual se requerirá desarrollar la capacidad de producir acero estructural, tornillos y otras piezas lo que significa un determinado número de puestos de trabajo como valor agregado.

¿Es posible desarrollar una industria nacional proveedora de bienes y servicios competitivos, dentro y fuera del país? Es posible bajo dos condiciones básicas: en primer lugar, es necesario abrir el mercado interno; y en segundo lugar, la industria debe cumplir con las normas internacionales exigidas para las empresas del sector. Los proveedores nacionales deben estar concientes de que deben cumplir con los más altos estándares de calidad exigidos para Petroecuador y las compañías petroleras, que se comparen con los requerimientos mundiales y se puede tener la capacidad de ofrecer soluciones de ingeniería, tecnología o productos más allá de sus fronteras.

Hasta hoy, existe competencia sólo en la oferta, es decir, un grupo de empresas compiten para vender sus bienes y servicios a un solo cliente. Ahora hay una gran cantidad de inversionistas extranjeros que operan en el país, con lo que se espera una mayor competencia en la demanda. En Ecuador tenemos una cultura muy arraigada para pensar únicamente en la venta de petróleo, pero no así en bienes y servicios para su industria cuya realidad deber cambiar.

¿En qué áreas puede expandirse la industria ecuatoriana? En lo concerniente a la manufactura de piezas existe la infraestructura industrial, pero hay que ampliar su capacidad para poder satisfacer las necesidades de gran-

des proyectos y competir con los proveedores fuertes, principalmente los asiáticos.

¿Cuál es la inversión prevista en el sector para responder al crecimiento proyectado? El Plan de reactivación petrolera estipula invertir alrededor de 10.000 millones de dólares en la producción de petróleo y sus derivados hasta el año 2010. De este monto, calculamos que el 50% o 60% puede estar concentrado en la industria nacional proveedora de bienes y servicios. Este escenario es atractivo para incursionar en nuevas actividades y fortalecer la industria ecuatoriana.

Desarrollo hidrocarburífero ambientalmente sostenible

La práctica de los últimos años ha sido no involucrar directamente a la población en el desarrollo hidrocarburífero, lo que ha afectado las relaciones entre la sociedad y el petróleo; consecuentemente los programas de exploración y explotación han sufrido retrasos continuos y hasta paralizaciones permanentes (caso de las compañías CGC y Burlington en los bloques 23 y 24 de la Región Amazónica).

Los estudios de impacto ambiental considerados por mucho tiempo como el único requisito para iniciar las actividades de exploración y explotación petrolera (sustentable, es decir, asociado únicamente con los estudios de impacto ambiental), han quedado rezagados ante la necesidad de desarrollar programas y proyectos de gran envergadura de alcance social (sostenible, es decir, relacionado con los conceptos de equidad, participación social y cooperación comunitaria denominado *Capital Social*) (Baquero P., 2003). Es de esperar que los programas sociales sean aplicados en los ámbitos de la salud, educación y vivienda para el mejoramiento de la calidad de vida de los pobladores.

Así, los estudios integrales y sociales vienen a contribuir a la mejora de las comunidades indígenas y de los colonos del sector donde se desarrollan las actividades hidrocarburíferas. Este fortalecimiento de la relación sociedad - petróleo y medio ambiente contribuirá a la comprensión de que sus actores están obligados a garantizarle al Ecuador una explotación racional de sus recursos en armonía con planes sociales y programas de impacto ambiental coherentes. La aplicación de programas para el desarrollo social

pueden incluir: la creación de granjas integrales para involucrar directamente a los pobladores con el desarrollo agrícola de la zona, conservando el medio ambiente y logrando la formación de microempresas y la puesta en marcha de aulas virtuales en las poblaciones a fin de fortalecer la educación, efectuar capacitación para elevar la gestión municipal e involucrar a la población en programas educativos para todas las edades.

Comentarios en torno a la apertura petrolera

Walter Spurrier Baquerizo

El Ecuador heredó de España la doctrina que los recursos minerales pertenecen al soberano, cuando España era monarquía absoluta. El rey recibía una regalía por la explotación de minerales. Bajo democracia, el soberano es el pueblo. Y hoy, para la explotación del petróleo, en nuestro país, así como en Latinoamérica y en otras partes del mundo, quien explota el petróleo debe pagarle una regalía al soberano, que es el pueblo representado por el Estado.

En nuestro país, el Estado ha transferido ese derecho a una empresa estatal. Lo cual en mi criterio, es conceptualmente errado, y quita transparencia a la actividad. Hoy, cada vez que el sindicato de Petroecuador hace un planteamiento para mayores beneficios, refriega al país que la renta petrolera es regalo de ellos. Por lo que justifica que se atiendan sus mayores pretensiones. Esa “donación” de Petroecuador es dinero que le corresponde al pueblo por regalías. Debe haber una mayor separación de lo que es el Estado y lo que es la empresa estatal.

Crear una superintendencia

El Estado debe tener un ente, que podría ser la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), o una superintendencia de hidrocarburos, destinada a ser la que, por cuenta del Estado, regule a la industria petrolera. El inconveniente que existe para que esta tarea la cumpla la actual DNH es el

mal sistema organizativo del gobierno central: no diferencia entre funcionarios de acuerdo a su nivel de responsabilidades; hay un manejo presupuestario en que el Estado asigna dinero para pagar sueldos, pero no para la inversión, ni para los gastos corrientes necesarios para que las entidades públicas cumplan a cabalidad su función.

Hoy se da el caso que los funcionarios de la DNH que tienen que revisar inspecciones en las distintas empresas que trabajan en el país, muchas veces para su transporte a los sitios de trabajo dependen de la colaboración de las empresas a las que tiene que supervisar. Y esto, no es adecuado. Por ello, quizás mejor una superintendencia, que podría tener ingresos propios (en función del monto de ingresos petroleros), para asegurar su funcionamiento y sus actividades, y evitar que un buen control se vea frustrado por falta de desembolsos oportunos del ministerio de Economía.

Es en esta entidad donde debería radicar la firma de los contratos petroleros. Ya que el petróleo es del Estado, no de una empresa, por más estatal que sea (y recordemos que hay proyectos de convertirla en semiestatal). Es el ministro de Energía el que deberá determinar, con asesoramiento de la DNH, qué bloques deberían salir a exploración, incluso si la política es, que cualquier bloque para el cual alguna empresa muestre interés, salga a licitación. Es esta entidad la que debería llevar el proceso licitatorio, y de negociación de los contratos.

Reformar los contratos petroleros

¿Qué tipos de contratos? La legislación actual es confusa, engorrosa, y permite que los opositores a la apertura petrolera digan que la extensa regulación que existe no permite la firma de nuevos contratos petroleros. En mi criterio, lo esencial en los contratos petroleros es lo siguiente. Las empresas petroleras, como toda empresa que trabaja en el país, están sometidas al régimen tributario, cuyo punto central es el pago de impuesto a la renta, aparte de los pagos de impuestos que se hacen por servicios, importaciones, al Ecorae, etc. En lo fundamental, lo que difiere con otros contratos, es que, por tratarse de un bien del Estado, la empresa que explote el petróleo debe pagarle una regalía al Estado. Por lo tanto, el concurso debería

hacerse en función de un formato muy preciso, en que se estipulan los derechos y deberes de ambas partes, y en el cual el punto central en el que radica el concurso es qué porcentaje se reconoce para el Estado.

En este último punto hay que ser flexibles. Hagamos un paralelo con el caso minero. Hay proyectos en los cuales, por el bajo precio del mineral y el alto costo de explotación, el Estado podría darse por bien satisfecho de poder cobrar el impuesto a la renta, cuando de no explotarse el mineral, no habría renta, y por lo tanto no habría recaudación de impuestos. En el caso del petróleo, puede ser que haya yacimientos de crudos muy pesados, muy lejos de la infraestructura, en el cual, para ser económicos, la regalía debe ser muy baja.

Pero más importante es el enorme cambio de rentabilidad que se puede producir con las fluctuaciones en el precio del petróleo. Así, por ejemplo, en el segundo quinquenio de los años noventa, con la restricción en la producción causada por la incapacidad del gobierno de construir o permitir la construcción del nuevo oleoducto, unido al bajo precio del petróleo, resultó en que las empresas no podían cubrir sus costos. O si lo hacían, tenían una rentabilidad tan escasa, que en algunos años declararon pérdidas. En cambio, en 2004 y 2005, con el excelente precio del petróleo, las empresas han realizado enormes utilidades, que han causado un impuesto a la renta elevado. Aún así, creo que puede argumentarse que el Estado no está debidamente compensado, en las actuales circunstancias, con precios para el crudo ecuatoriano por encima de los 45 dólares, por la mayor recaudación de impuestos a la renta.

En síntesis, los contratos deberían estipular que las contratistas, aparte del impuesto a la renta, paguen una regalía, la misma que podría tener un piso bajo (en el concurso, se llevaría el contrato la que oferte el valor más alto), y luego, una escala en función del alza en el precio internacional. Si, como algunos creen, de aquí a un par de años, el precio del crudo supera los 100 dólares, pues en este caso la regalía debería ser sustancialmente mayor a lo que es ahora.

Conceptualmente, hay una segunda modalidad de contratación, que radica en que el riesgo queda con el país. Si hubiese la certeza que el precio del petróleo va a subir de manera sostenida, y que no van a haber grandes fluctuaciones, esta modalidad podría ser la más favorable: las empresas

tienen garantizada la rentabilidad, en tanto y en cuanto la operación sea rentable en el largo plazo (porque el Estado le reembolsa los gastos y reconoce la rentabilidad únicamente de lo que genera la propia operación), pero todo beneficio por altos precios, queda en manos del Estado.

Sin embargo, yo prefiero el otro esquema que he mencionado, considerando que esto es muy arriesgado: el Estado corre el peligro que, con un bajo precio del petróleo, su renta petrolera quede en cero. Mediante el esquema mencionado anteriormente, en que el Estado recibe una regalía, aún en el caso que la operación no sea rentable, al recibir algo de crudo “libre de polvo y paja”, aunque el precio internacional sea muy bajo, algo de beneficio queda. Este sistema significa que el Estado y la contratista se benefician ambos con precios altos, y se perjudican ambos con precios bajos. Lo que considero más apropiado.

Recalcular los impuestos

Un segundo puntal en la actividad petrolera, para el Estado, debería ser la conformación de un equipo profesional en el sistema de rentas internas (SRI) especializado en petróleo. Que esté en capacidad de determinar la veracidad de las declaraciones de las petroleras, y en doble sentido: detectar y controlar prácticas que puedan ser utilizadas por algunas empresas para abultar los pagos de la matriz; y no incurrir en arbitrariedades de cobros, sin fundamento legal. No debe llegarse a situaciones como la actual del impuesto sobre el valor agregado (IVA) petrolero. El problema no fue resuelto en su origen, independientemente de quién tenga la razón, punto sobre el cual prefiero no pronunciarme.

Sabemos que el caso de devolución del IVA a las exportaciones petroleras, está en apelación ante la Corte de Londres, luego que el Tribunal Arbitral, fundamentándose en las declaraciones de los funcionarios de Petroecuador que negociaron el último contrato con la compañía Occidental, declaró que sí cabía el *drawback* a favor de Occidental. Pero ello está en apelación, y no se ha dicho la última palabra.

Debe haber una reforma para distribución de utilidades del 15%. Es inaudito que el 15% de la renta que generan las compañías petroleras

vayan a los empleados de las petroleras. Es inequitativo. Debe ponerse un límite a ese 15% : por ejemplo, ningún trabajador deberá recibir por este concepto, más allá del equivalente de dos salarios mensuales. El resto debe ir o a la cuenta única del Tesoro, o si se prefiere, a un fondo para que financie el cumplimiento de las metas del milenio de reducción de la pobreza.

La necesidad de una nueva empresa estatal

En este esquema, cabe que haya una empresa estatal petrolera. En primer lugar, porque debido al tamaño del Ecuador, es poco probable que hayan empresas privadas nacionales petroleras de cierta envergadura, a diferencia, por ejemplo de lo que fue el caso de Argentina (aunque la mayor parte de esas empresas han quebrado o han sido absorbidas). Y es importante que hayan empresas nacionales que radiquen en el país tecnología, en este caso la petrolera.

Debería ser una nueva empresa petrolera, ya que Petroecuador es caso perdido: sus nombramientos son politizados, los empleados se contratan por cuotas políticas, hay falta de transparencia en las contrataciones de suministros y servicios. Son excesivos sus gastos corrientes en relación a sus ventas.

Debería tener personal de planta mínimo, sólo lo indispensable, y subcontratar los servicios necesarios. De las áreas que hoy tiene a su cargo Petroecuador, la nueva empresa estatal debería quedarse con los bloques que, de forma realista, está en capacidad de explotar. Los demás, deberían revertir a la Superintendencia de Petróleos o DNH, para que contrate su exploración y explotación. Esta empresa estatal debería tener la misma relación con las autoridades de control que las empresas privadas. No deben haber subsidios del Estado para Petroecuador.

Es una enorme distorsión que a Petroecuador se le entregue hoy el crudo de las regalías de las compañías privadas, y que Petroecuador lo contabilice como producto de su “maravillosa” gestión: cuando revitieron los campos explotados por las compañías privadas, se entregaron a Petroecuador, que no tiene que reconocerle al Estado regalía o participación, y tiene una producción importante aunque no invierta en el mantenimiento de los campos. No hay ningún incentivo hoy para que Petroecuador funcione eficientemente.

El único privilegio que, creo, se le debería otorgar a esa empresa estatal es que ciertos campos que reviertan al Estado y cuyos requerimientos técnicos y de inversión estén dentro de la capacidad de la empresa estatal, se le podría entregar a ella, sin concurso. Pero ésta, de todas maneras, tendría que pagar regalías e impuesto a la renta. Es necesario que cumpla con el mismo reglamento fiscal que las privadas, para que se vea obligada a ser eficiente.

Debería determinarse un mecanismo de nombramiento de directorio y selección de ejecutivos que sea menos politizado que el actual: los gobiernos nombran allegados, o pagan favores políticos, con estos nombramientos. Con frecuencia no se trata de administradores profesionales, e incluso, son desconocidos en la industria. Petroecuador y su antecesora CEPE se han caracterizado por una enorme inestabilidad en cuanto al Presidente Ejecutivo, un alto porcentaje de los mismos han sido personajes cuyas principales credenciales han sido políticas y no técnicas o de capacidad administrativa.

Petroecuador podría decidir qué hacer con su crudo, si exportarlo, o refinarlo; y si el crudo que tiene no es suficiente para sus refinerías, debería comprar al Estado, el crudo de las regalías o participación de las compañías privadas; pero al precio de exportación. En mi criterio, un grave perjuicio para el fisco en el esquema vigente, es que los campos descubiertos, desarrollados y explotados por Texaco (asociada en una época con Gulf, y después con CEPE / Petroecuador), que son los mejores del país, hayan sido “ordeñados” sin técnica durante una década y media, sin que se realicen las inversiones necesarias para su explotación más eficiente, ni se haya realizado la inversión para asegurar que sus yacimientos sean explotados a cabalidad.

Desde fines de los años ochenta, que Texaco supo que las posibilidades eran escasas que el gobierno de Borja firmase un nuevo contrato con ella, dejó de hacer inversión en los campos que no iba a tener tiempo de recuperar hasta la culminación de su contrato. Cuando culminaba el contrato de Texaco, ésta hizo una propuesta al Estado para la firma de un nuevo contrato. Con la expiración del contrato inicial, dejaba Texaco de tener derecho a la amortización de las inversiones realizadas anteriormente, y por lo tanto el nuevo contrato tenía que ser en condiciones mucho más conve-

nientes para el Estado ecuatoriano, y conllevaba un compromiso de una exploración con nuevas técnicas, recuperación terciaria, y la exploración en capas más profundas, para ver si en el precretácico había petróleo.

La posición inicial del gobierno fue decir que abriría entonces a concurso, lo que hacía sentido, y Occidental, para entonces nueva en el país, mostró interés y presentó una alternativa tecnológica distinta a la de Texaco. Pero la verdadera intención del gobierno era entregarle los yacimientos a Petroecuador, para que “ordeñe” los campos, como hemos indicado. Hoy estamos en el peligro que se pierdan los campos, hay muchos técnicos que sostienen que están “a punto de burbuja”, esto es, que están a punto de que aflore agua, y lo que hay de petróleo, pasa a ser prácticamente irrecuperable, o recuperable a costos muchísimo más altos que hoy, y que el país pierda patrimonio, al perder reservas petroleras recuperables, y no por producción, sino por negligencia.

En mi criterio, estos campos tienen que salir a la mayor exploración, desarrollo y explotación petrolera. Hay fórmulas para que el Estado pueda preservar lo que sería sus rentas petroleras de seguirlo explotando de manera directa, y compartir con una nueva contratista los beneficios de la producción adicional de crudo fruto de la nueva inversión. Hay cómo firmar contratos en el cual no hay riesgo para el país de percibir menos renta de la que percibiría si no entrega la operación, y hay el potencial de tener un enorme incremento en el beneficio. Son razones ideológicas las que han impedido que se contraten estos campos petroleros.

No creo en las alianzas estratégicas: la alianza estratégica es un contrato en el que el riesgo queda con Petroecuador, y no de la empresa privada. ¿Por qué, entonces, contratar a una empresa petrolera, y no sólo los servicios independientemente, si no se está contratando el criterio, conocimiento y riesgo de dónde perforar? Petroecuador debe conservar sólo los yacimientos que no significan riesgo, y que sólo requieran la contratación de servicios específicos para su explotación.

La industria petrolera, para la magnitud de los capitales invertidos, emplea poca mano de obra. Sería conveniente que el Ecuador desarrolle un *cluster* petrolero; que las empresas nacionales radiquen en el país una proporción creciente de los servicios contratados por las compañías de exploración y desarrollo. Pero esto no debería pasar por un sacrificio fiscal: no

estimamos conveniente que el Estado esté dispuesto a recibir una menor participación por un contrato, a cambio de mayor incorporación de valor agregado nacional.

El problema de los combustibles

En lo que respecta a los combustibles, hemos realizado a medias la apertura en la distribución de los combustibles, y por lo tanto los resultados son deplorables: en primer lugar, lo de los precios fijados “a dedo”, mediante decreto ejecutivo; en segundo lugar, que Petroecuador tenga el monopolio de refinación y de entrega de combustibles a las compañías privadas, con las cuales a su vez compete. Y todo es un proceso en el cual Petroecuador no rinde cuentas.

Es necesario ir a un sistema de precios internacionales de combustibles en el mercado, con libre importación y exportación. Puede crearse un impuesto, con escala flexible, vinculado al precio internacional: por supuesto, con precios como los actuales, el impuesto sería cero, o incluso, si se quiere, podría haber hasta un subsidio de acuerdo al precio internacional, para impedir que el precio al consumidor de los combustibles suba demasiado, cuando el Estado tenga ingresos de sobra por el alto precio del petróleo. No digo que estoy proponiendo este segundo punto, sino que lo dejo abierto como una posibilidad. Por otro lado, debe dejar de existir el subsidio generalizado que existe hoy a los combustibles. El Estado estará mucho más fortalecido financieramente, y podrá, por ejemplo, cubrir las necesidades de inversión social para cumplir con las metas del milenio, si no hubiera subsidio a los combustibles.

Creo, que en las circunstancias actuales, esta situación abriría una posibilidad importante en el comercio exterior: que en el Ecuador se refine crudo para vender combustibles a los Estados Unidos, gracias al tratado de libre comercio (TLC). Si dentro del TLC se incluye el “cero arancel” para los derivados de petróleo, estaríamos en excelentes condiciones de vender productos del petróleo a los Estados Unidos: México, por razones ideológicas, conserva como símbolo de la revolución mexicana el monopolio estatal de los combustibles, y hoy México, gran productor de crudo,

importa combustible de los Estados Unidos, ya que Pemex no es mejor que Petroecuador; en los países del CAFTA (centroamericanos y República Dominicana), no hay ningún país exportador de petróleo; de los que entraríamos con el TLC andino, Colombia está en un rápido proceso de decaimiento de su producción petrolera.

Entonces, el Ecuador estaría en una situación privilegiada para ganar valor agregado con la instalación de más refinerías en el país y la exportación de combustibles a los Estados Unidos, de lo cual también se beneficiarían los consumidores ecuatorianos, porque habrían más proveedores de combustibles y más competencia en el mercado interno. Este mecanismo tendría la ventaja que Petroecuador dejaría de ser “perro del hortelano”. Como el Estado le ha entregado a Petroecuador los derechos soberanos sobre las reservas de crudo, Petroecuador se opone a que hayan inversionistas privados, porque le significa tener que dejar que otros operen áreas que ellos estiman les pertenece. Como el Estado no está en capacidad de darle a Petroecuador el dinero para su operación y Petroecuador no los puede conseguir en los mercados internacionales por su falta de calidad de sujeto de riesgo, el petróleo se queda sin explotar.

Conclusión

Un país dolarizado debe estar integrado a la economía global. Requiere que el país pueda tener acceso a capitales externos, cuando así lo amerite, y que coloque fondos en el exterior, cuando la economía no los pueda absorber en su totalidad. Si consideramos al petróleo un activo, en la medida en que se reduzcan las reservas, debe asimismo reducirse la deuda externa. El utilizar parte de los excedentes petroleros para reducir el endeudamiento, es conveniente. En este sentido si recomprar deuda o invertir, debe ser una decisión racional. La deuda externa de mayor costo es el 12%. El Estado debe decidir qué proyectos de inversión tienen una rentabilidad (económica, incluyendo externalidades) que justifiquen un financiamiento tan caro. Y entonces decidir si invertir, o reducir la deuda.