

Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador

3. Las ganancias y pérdidas

Guillaume Fontaine, editor

Petróleo y Desarrollo Sostenible en Ecuador

3. Las ganancias y pérdidas



© De la presente edición:
FLACSO, Sede Ecuador
La Pradera E7-174 y Diego de Almagro
Quito – Ecuador
Telf.: (593-2-) 323 8888
Fax: (593-2) 3237960
www.flacso.org.ec

ILDIS-FES
Av. República 500 y Diego de Almagro
Edif. Pucará, 4to. piso
Telf.: (593-2) 2562103
Fax: (593-2) 2504337
www.ildis.org.ec

Petrobras Ecuador
Suiza 209 y Eloy Alfaro. Edificio Azul
Telf: (593) 22272963 2271156
Fax: (593) 2459101
Quito-Ecuador
www.petrobrasenergia.com

ISBN: 9978-67-109-9
ISBN: 978-9978-67-109-2
Diseño de portada e interiores: Antonio Mena
Imprenta: Rispergraf
Quito, Ecuador, 2006
1ª. edición: abril 2006

Los coeditores no comparten necesariamente las opiniones vertidas por los autores ni éstas comprometen a las instituciones a las que prestan sus servicios. Se autoriza a citar o reproducir el contenido de esta publicación siempre y cuando se mencione la fuente y se remita un ejemplar a los coeditores.

Índice

Presentación	11
Introducción: Repensar la política petrolera	13
<i>Guillaume Fontaine</i>	
PRIMERA PARTE	
Los determinantes políticos y económicos de la política petrolera	
<hr/>	
Capítulo 1 El contexto internacional	
<hr/>	
Geopolítica del petróleo, desarrollo e integración en América Latina	27
<i>Victor Hugo Jijón</i>	
Políticas estatales, conflictos socio ambientales y ampliación de las fronteras extractivas	43
<i>Pablo Ortiz T.</i>	
Capítulo 2 Las dimensiones económicas	
<hr/>	
Petróleo y estrategias de desarrollo en el Ecuador: 1972-2005	57
<i>Carlos Larrea</i>	
Auge petrolero y enfermedad holandesa en el Ecuador	69
<i>Marco Naranjo Chiriboga</i>	

Efectos de la maldición de la abundancia de recursos naturales	87
<i>Alberto Acosta</i>	

Capítulo 3

Las dimensiones tecnológicas

Sostenibilidad energética y cooperación internacional	113
<i>Manuel Echeverría</i>	

La recuperación mejorada de petróleo: una alternativa productiva y de sustentabilidad ecosistémica	123
<i>Fernando Reyes</i>	

Formulación de la política petrolera	137
<i>Patricio Baquero Tenesaca</i>	

Comentarios en torno a la apertura petrolera	155
<i>Walter Spurrier Baquerizo</i>	

SEGUNDA PARTE

Las implicaciones sociales y éticas de la política petrolera

Capítulo 4

Los problemas socio ambientales

El petróleo como fuente de conflicto ambiental urbano: Esmeraldas bajo la influencia de una refinería	169
<i>Jorge Jurado</i>	

Petróleo, pueblos indígenas y biodiversidad	189
<i>Esperanza Martínez</i>	

La biodiversidad como recurso estratégico para los pueblos indígenas y su relación con la actividad petrolera en el Ecuador	205
<i>Rodrigo de la Cruz</i>	

Capítulo 5

Los problemas territoriales

Territorios y pueblos indígenas en la dinámica petrolera amazónica	219
<i>Santiago Kingman</i>	

Circunscripciones territoriales indígenas	235
<i>Leonardo Viteri G.</i>	

Testimonio: Desarrollo económico versus plan de vida	245
<i>Máximo Cuji</i>	

Capítulo 6

La responsabilidad de las empresas

La responsabilidad social empresarial y la industria hidrocarburífera en el Ecuador	253
<i>Francisco Veintimilla C.</i>	

Testimonio: La política de responsabilidad corporativa de EnCana	263
<i>Fernando L. Benalcázar</i>	

Responsabilidad cultural: El reto de la inclusión de los derechos culturales	275
<i>Juan Carlos Franco</i>	

Hacia una política petrolera orientada al cumplimiento de los derechos humanos	287
<i>Mario Melo</i>	

Testimonio: Los quichua de Sarayacu frente a la actividad petrolera	299
<i>Marlon Santi</i>	

Bibliografía	309
-------------------------------	-----

Anexos	321
Presentación de los autores	355
Índice general de la trilogía	363

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.

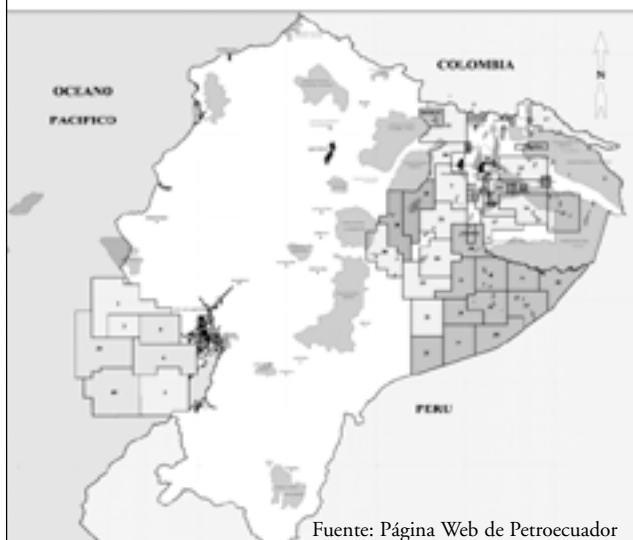
De todos los yacimientos, solamente 3 (1,07%), significaron descubrimientos superiores a 1.000 millones de barriles de petróleo original in situ (POES) y a 500 millones de barriles de reservas primarias originales (NPRIM) (categoría A). Corresponden a campañas exploratorias que

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, Tambococha, 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).

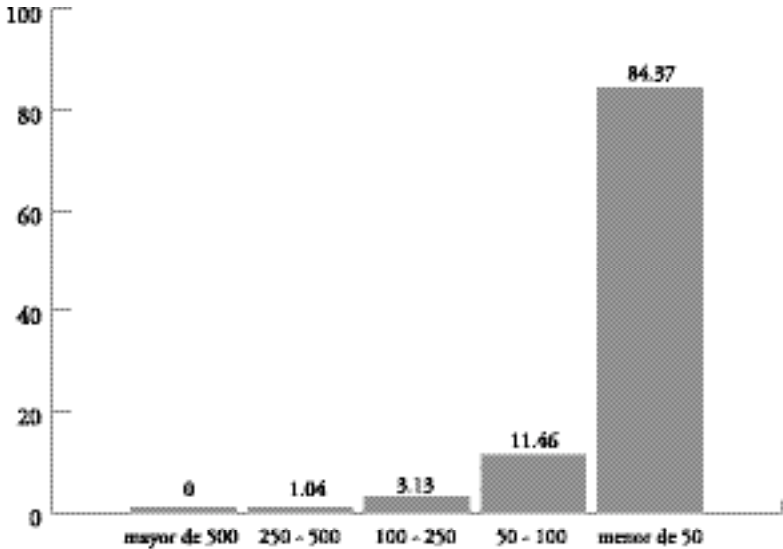
Para las ocho rondas petroleras abiertas desde 1984, los resultados no difieren mucho, ya que de los 96 yacimientos descubiertos, ninguno se ubica en la categoría A; tan solo 1 (1,06%) corresponde a la B; 3 (3,13%) incumbe a la categoría C; 11 (11,46%) se encuentran en la D. Los restantes 81 descubrimientos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

Figura 1. Ocupación Espacial, Tamaño de los Descubrimientos Petroleros y Décima Ronda



Fuente: Página Web de Petroecuador

Figura 2 Ocho rondas petroleras: ocurrencia probable de reservas originales probadas



Fuente: DNH. Elaboración del autor

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.

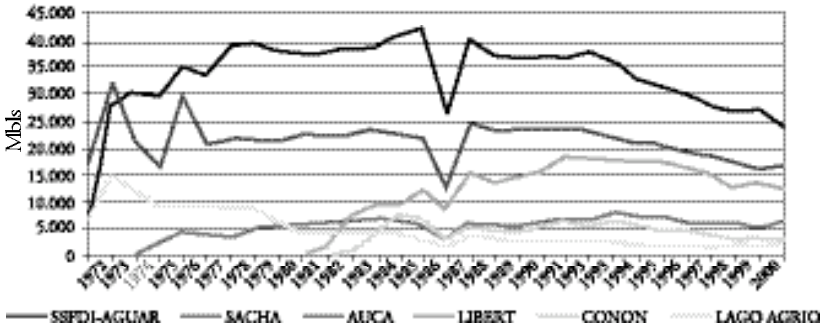
Cuadro 2						
Contratos de participación						
Modalidad	Empresa	Ingresos millones USD\$	Costos millones USD\$	Pérdida millones USD\$	Impuesto millones USD\$	Utilidad millones USD\$
Participación	Occidental	1.656,53	839,68	5,71	158,72	634,90
	Repsol-YPF	545,13	455,65	92,84	0,73	2,93
	EnCana	1.677,41	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).

Figura 3

Petroproducción: comportamiento de producción de seis campos grandes



Fuente: Petroecuador. Elaboración del autor.

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 inyectores, 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 cabría 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.