

# ECUADOR Debate

## CONSEJO EDITORIAL

José Sánchez-Parga, Alberto Acosta, José Laso Ribadeneira,  
Simón Espinosa, Diego Cornejo Menacho, Manuel Chiriboga,  
Fredy Rivera Vélez, Marco Romero.

**Director:** Francisco Rhon Dávila. Director Ejecutivo del CAAP  
**Primer Director:** José Sánchez Parga. 1982-1991  
**Editor:** Fredy Rivera Vélez  
**Asistente General:** Margarita Guachamín

## REVISTA ESPECIALIZADA EN CIENCIAS SOCIALES

Publicación periódica que aparece tres veces al año. Los artículos y estudios impresos son canalizados a través de la Dirección y de los miembros del Consejo Editorial. Las opiniones, comentarios y análisis expresados en nuestras páginas son de exclusiva responsabilidad de quien los suscribe y no, necesariamente, de ECUADOR DEBATE.

## © ECUADOR DEBATE. CENTRO ANDINO DE ACCION POPULAR

Se autoriza la reproducción total y parcial de nuestra información, siempre y cuando se cite expresamente como fuente a ECUADOR DEBATE.

## SUSCRIPCIONES

Valor anual, tres números:

EXTERIOR: US\$ 45

ECUADOR: US\$ 15,50

EJEMPLAR SUELTO: EXTERIOR US\$. 15

EJEMPLAR SUELTO: ECUADOR US\$ 5,50

## ECUADOR DEBATE

Apartado Aéreo 17-15-173B, Quito-Ecuador

Tel: 2522763 . Fax: (5932) 2568452

E-mail: caap1@caap.org.ec

Redacción: Diego Martín de Utreras 733 y Selva Alegre, Quito.

## PORTADA

PuntoMagenta

## DIAGRAMACION

Martha Vinueza

## IMPRESION

Albazul Offset



ISSN-1012-1498

# ECUADOR DEBATE

# 70

Quito-Ecuador, abril del 2007

PRESENTACION / 3-4

## COYUNTURA

Provincializaciones e inercias del ordenamiento territorial / 5-10

*Hernán Ibarra*

Gobernanza energética, renta petrolera y conflictos en el Ecuador / 11-42

*Guillaume Fontaine*

Conflictividad socio-política Noviembre 2006- Febrero 2007 / 43-48

## TEMA CENTRAL

Desigualdad y nuevas desigualdades: economía política de un ocultamiento / 49-86

*José Sánchez Parga*

Desigualdades, pobreza y globalización / 87-106

*José María Tortosa*

¿Queremos vivir juntos?: Entre la equidad y la igualdad / 107-128

*Analía Minteguiaga/René Ramírez*

Claves para la comprensión de la exclusión social en Argentina / 129-146

*Patricia A. Collado*

## DEBATE AGRARIO

Índios, blancos y mestizos en Otavalo, Ecuador / 147-168

*Aníbal Buitrón y Bárbara Salisbury de Buitrón*

## ANÁLISIS

Apuntes en torno a la cultura constitucional en Bolivia / 169-184

*H. C. F. Mansilla*

La migración imaginada en la prensa ecuatoriana / 185-206

*Fernando Checa Montúfar*

## Gobernanza energética, renta petrolera y conflictos en el Ecuador\*

Guillaume Fontaine\*\*

*Las reformas sucesivamente realizadas al régimen de contratación, en particular después de 1993, llevaron a que Petroecuador se asociara cada vez más con empresas multinacionales, lo cual conllevó a una privatización de hecho de una parte de sus activos. A pesar de todo, esta evolución no coadyuvó a llevar a cabo la modernización necesaria, tanto en el plano institucional como en el plano de las infraestructuras. Por lo tanto, la apertura sigue siendo hasta la fecha un proceso inacabado que corre el riesgo de obstaculizar la nueva "bonanza" de precios y de cantidades.*

**E**n el momento del choque petrolero de 1973, el Ecuador se volvió exportador neto de petróleo y un productor mediano a escala de América Latina. Tres décadas más tarde, la producción promedia del Ecuador alcanza 420.500 barriles por día (b./d.), es decir el 28o rango mundial<sup>1</sup>. Los productos petroleros representan el 43% de las exportaciones en valor y los ingresos

del sector (renta petrolera sumada con ingresos de las exportaciones de productos derivados) financian el 33% del presupuesto del Estado (Ministerio de Energía y Minas, 2004).

Oficialmente, las reservas probadas de petróleo ecuatoriano alcanzan 4.630 millones de barriles, lo cual coloca al Ecuador en el 4º rango en América Latina, detrás de Venezuela (77.920 millo-

---

\* ESMAP (Programa de asistencia a la gestión del sector de energía), 2005, Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, Washington D. C., Banco Mundial. Avances de esta investigación fueron publicados en las revistas Ecuador Debate, 58, 2003; Diplomacia, Estrategia y Política, 2, 2005; y Problèmes d'Amérique Latine, 57-58, 2005. El presente texto fue presentado en el 3er encuentro de la sección de estudios ecuatorianos de la Asociación para los estudios de América Latina (LASA), Quito, FLACSO, 29 de junio - 1º de julio 2006. Agradezco de manera especial a Iván Narváez, por su colaboración en la organización del levantamiento de la información y sus comentarios a una versión previa de este texto.

\*\* Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO).

1 Esta cifra se puede contrastar con la producción de México (6º rango, con 5,9 millones de b./d.) y de Venezuela (9º rango, con 2,5 millones de b./d.), y por supuesto de Arabia Saudita (1º con 7,1 millones de b./d.). (Ministerio de Energía y Minas, 2004).

Vale recordar que 1 barril = 158,98 litros, medidos a 15,5º Celsius a nivel del mar.

nes), México (22.410 millones) y Brasil (8.480 millones). No obstante, la capacidad de producción no supera los 407.000 b./d. (6º rango en América Latina) y la capacidad de refinación los 177.000 b./d. (7º rango). Las reservas probadas y la producción de gas natural siguen marginales, comparado con otros países de la región. Al ritmo de producción del 2001, la vida útil de los yacimientos alcanzaba los 31 años. (OLADE, 2002<sup>2</sup>).

El país vive hoy una nueva "bonanza" relacionada con los altos precios de los productos petroleros, y se encuentra en víspera de una nueva alza de la producción, con la explotación anunciada de los hallazgos del campo ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini), estimados en unos 920 millones de barriles. Sin embargo, esta situación genera múltiples problemas, entre los cuales cabe mencionar la fuerte dependencia del Ecuador hacia la tecnología y los capitales foráneos, su gran vulnerabilidad por la evolución de los precios mundiales de materias primas y el nivel de endeudamiento relativamente alto del Estado<sup>3</sup>.

Por otro lado, la concentración de las reservas nacionales en la región amazónica hace de la extracción petrolera una actividad sensible, desde el punto de vista ecológico y social<sup>4</sup>. Los problemas de relacionamiento entre

aquella industria y la población se traducen en múltiples conflictos ambientales en la Amazonía, y derivados de la mala gestión del medio ambiente, la falta de transparencia de la información (en particular los estudios de impacto ambiental y los informes de monitoreo ambiental), la ineficiencia de los mecanismos de control, e incluso por la hegemonía del ministerio de Energía en el seno del gobierno (en particular frente al Ministerio del Ambiente).

Finalmente, la importancia excepcional de la empresa estatal, Petroecuador, en la economía, así como su estrecho vínculo con el poder ejecutivo la convirtieron en "botín político" de primer orden, lo cual no siempre coadyuvó a la eficacia de su gestión financiera y tecnológica.

Desde un punto de vista analítico, cabe distinguir entre la gobernanza (como sistema) y la gobernabilidad (como proceso). La gobernabilidad es un proceso que produce el "equilibrio dinámico" entre el nivel de demandas expresadas por la sociedad y la capacidad del sistema institucional de procesarlas de manera legítima y eficiente (Camou, 2001: 36). La gobernanza es un sistema que enmarca la acción de los actores sociales y la acción de gobernar, lo cual incluye la política, las políticas públicas y la administración pública (Prats, 2003:

2 Últimas cifras publicadas por la OLADE para el conjunto de América Latina.

3 En 2004, la deuda pública externa alcanzaba aún 11 mil millones de dólares, es decir el 36,5% del PIB, según el Banco Central del Ecuador (Boletín estadístico de septiembre 2005).

4 La cobertura de la selva amazónica es relativamente importante en el Ecuador (45% del territorio nacional, es decir unos 120.000 km<sup>2</sup>), aunque no representa más del 1,7% de la cuenca amazónica (TCA, 1991: 13). Según el último censo nacional (2001), la población amazónica representa el 4,5% del total nacional (es decir 550.000 habitantes), ubicados en seis provincias: Sucumbíos, Orellana, Napo, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe.

244)<sup>5</sup>. En este sentido, la “buena” gobernanza se articula con la gobernabilidad “democrática”, en función de la capacidad de la sociedad de lograr la estabilidad, la integración social y política, de resolver los conflictos a partir de la capacidad de negociación e institucionalización de los arreglos y la responsabilidad (en el sentido de “*accountability*”) de las instituciones hacia la sociedad civil.<sup>6</sup>

En el Ecuador, el sistema de gobernanza energética – es decir el dispositivo institucional que enmarca la política petrolera – es relativamente completo. Incluye una Ley de Hidrocarburos, una ley especial para Petroecuador y diversos instrumentos legales que enmarcan las actividades hidrocarburíferas, como el “Reglamento ambiental” y el “Reglamento de consulta previa y participación de los pueblos indígenas”. Sin embargo, este sistema enfrenta muchos problemas relacionados con su funcionamiento interno, tales como la confusión en el régimen de contratación y el retraso en la modernización del sector petrolero, la fuerte politización de la empresa estatal, o aún la falta de claridad en cuanto al reparto de la renta entre el Estado y las empresas multinacionales.

El problema de la gobernanza ener-

gética en el Ecuador consiste en primer lugar en definir qué aspectos y en qué condiciones, con qué orientación y prioridades, la industria petrolera ecuatoriana puede insertarse en los mercados mundiales y escapar a la dependencia tecnológica y financiera hacia afuera. La política y la gestión de esta industria deben ser planificadas y pensadas de nuevo en su integralidad, para responder a criterios de eficiencia, de desarrollo humano sostenible, de compatibilidad entre la protección del medio ambiente y la autosuficiencia energética, contribuyendo al mejoramiento de la gobernabilidad democrática.

El análisis presentado aquí se apoya principalmente en una revisión de fuentes primarias y secundarias, así como una serie de debates organizados por el Observatorio socio ambiental de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) entre 2002 y 2005, en torno al tema “petróleo y desarrollo sostenible”, que culminaron con la publicación de tres volúmenes (Fontaine, 2003 a; Fontaine, 2004; Fontaine, 2006). En una primera parte analizamos la evolución de la política petrolera, en relación con tres problemas estructurales: el desarrollo del país, la apertura del sector petrolero y la modernización de Petroecuador. En la segunda parte, evi-

5 Esta definición es más precisa que aquella utilizada comúnmente en los organismos internacionales de cooperación. Sin embargo vale recordar la definición de la Comisión sobre la gobernanza global, que constituye una referencia: *Governance is the sum of the many ways individuals and institutions, public and private, manage their common affairs. It is a continuing process through which conflicting or diverse interests may be accommodated and co-operative action may be taken. It includes formal institutions and regimes empowered to enforce compliance, as well as informal arrangements that people and institutions either have agreed to or perceive to be in their interest.* (Commission on global governance, 1995).

6 Por una discusión de estos conceptos, Cf. Fontaine, 2005 a

denciamos la relación entre el cálculo y la distribución de la renta petrolera, por un lado, y la persistencia de los conflictos socio-ambientales, por el otro. Concluimos con un comentario sobre las interacciones entre gobernanza energética y gobernabilidad democrática en el Ecuador, que constituyen un factor clave del desarrollo sostenible.

## La política petrolera ecuatoriana

### *Petróleo y desarrollo*

Los primeros contratos de concesión petrolera en el Ecuador fueron firmado en 1878 con la empresa M. G. Mier, y en 1909 con la familia Medina Pérez, para la exploración y la explotación del litoral. En 1919, Anglo Ecuatorian Oil Fields, filial de Royal Dutch Shell descubrió un yacimiento en la península de Santa Elena, que explotó hasta el agotamiento, dejando al país con una participación ínfima de las ganancias. En 1937, Shell adquirió las concesiones de Leonard Exploration Co. (filial de Standard Oil of New Jersey), en un área de 10 millones de hectáreas, y realizó las primeras obras de exploración en la región amazónica. Standard Oil se reubicó en el Perú, antes de volver al Ecuador bajo la marca Esso, para asociarse con Shell en 1948. Un año después, este consorcio abandonó la región amazónica, lo cual inspiró al presidente de la República, Galo Plaza, su famoso comentario: "El Oriente es un mito". Haría falta esperar 15 años para que se firmara un nuevo contrato, con el consorcio Texaco-Gulf Oil, que antecedió el descubrimiento de los yacimientos

del norte de la región amazónica ecuatoriana, en 1967. Este último inauguró la primera "riada hacia el este": en 1970, unas 30 concesiones ya habían sido otorgadas, abarcando más de 10 millones de hectáreas en la región. (Fontaine, 2003 b: 99).

En septiembre de 1971, el Congreso reformó la ley de 1937 que regía las actividades hidrocarburíferas. El gobierno militar de Guillermo Rodríguez Lara, llegado al poder tras el golpe de Estado de febrero 1972, emprendió entonces la nacionalización del sector petrolero, liderada en particular por el Ministro de Recursos Naturales, Gustavo Jarrín Ampudia (Ibid.: 95). Desde luego, CEPE asumió la responsabilidad de las operaciones de exploración y explotación, sola o en asociación con empresas privadas, y adquirió el monopolio de las actividades de transporte, refinación y comercialización.

La primera medida tomada por el nuevo gobierno fue ordenar la renegociación de los contratos de concesiones anteriores a 1971, mediante el decreto 430 del 12 de junio 1972. En el mismo momento, el consorcio Texaco-Gulf concluía la construcción del sistema de oleoductos transecuatoriano (SOTE), con una capacidad de transporte de 250.000 barriles por día (b./d.). En diciembre 1976, la Junta Militar, que asumió el poder en enero del mismo año firmó un nuevo acuerdo según el cual CEPE tomaba el control de los activos de Gulf en el Ecuador y se volvía accionista principal del consorcio, con el 62,5% de las participaciones. Sin embargo, Texaco seguiría conduciendo las operaciones hasta 1992, conforme un acuerdo firmado en 1973. (Philip, 1982:

280-282). Entre tanto (1983-1990), seis rondas fueron lanzadas para la licitación de nuevos bloques petrolíferos en contratos de prestación de servicios.

El primer choque petrolero abrió una era de bonanza que se tradujo en una tasa de crecimiento del PIB del 25,3% en 1973, luego del 9% en promedio en la década del setenta. Aquellos años fueron marcados por el creciente involucramiento del Estado en las actividades petroleras, entre otras cosas con la creación de la Corporación Estatal Petrolera del Ecuador (CEPE) en 1971. No obstante, esta bonanza provocó importantes desequilibrios en la economía nacional, conocidos como síntomas de la "enfermedad holandesa", cuyas consecuencias se hicieron sentir a tres niveles: la pérdida de competitividad de los productos agrícolas de exportación (banano, cacao y café); el escaso desarrollo del sector industrial, protegido por restricciones a las importaciones; y una alta inflación anual (el 16,2% en promedio, entre 1970 y 1981), a pesar de la rigidez de la tasa cambiaría. (Naranjo, 2006).

Aquellos efectos se miden en primer lugar por el "efecto ingreso" generado por la bonanza de los setenta: el ingreso del PIB per cápita se tradujo por un incremento de las importaciones de bienes de consumo y un desequilibrio crónico de la cuenta corriente; se incrementó la deuda externa cuando los precios de exportaciones bajaban, a lo cual se sumó el déficit estructural del presupuesto estatal (que llegó hasta un 50% del PIB). En segundo lugar, se creó un "efecto gasto", puesto que el petróleo sirvió en particular a financiar los servicios públicos, la construcción de in-

fraestructuras básicas, la promoción social y los gastos crecientes de la administración pública (+11% entre 1972 y 1983). Finalmente la bonanza provocó un "efecto de factores", visible con la caída de la población económicamente activa en el sector agrícola (del 52,9% al 33% en el mismo período) y el aumento de la misma en el sector no transable (+16,5%). (ibíd.)

Esta tendencia no pudo revertirse en la década del ochenta, cuando los precios mundiales del petróleo iniciaron su ocaso duradero, mientras el crecimiento del PIB se desaceleraba y volvía a un promedio anual del 2,1%. En 1984, el gobierno empezó a negociar las condiciones del pago de la deuda y a poner en práctica una política de ajuste estructural bajo tutela del FMI. El fracaso de esta política tendría graves consecuencias para la economía nacional, hasta tal punto que el dólar se volvió la moneda oficial en el 2000, al amparo de las exportaciones petroleras. (Fontaine, 2003: 97).

Finalmente, el impacto social de la bonanza petrolera fue aniquilado por la crisis de la deuda en los años ochenta. Si bien es cierto el ingreso per cápita se duplicó en la década del setenta, mientras que los indicadores de salud y educación mejoraban notablemente, en las dos décadas siguientes esta tendencia se estancó (Larrea, 2006). El Ecuador fue afectado por una grave recesión en los años 1998-2000, cuando el PIB decreció en un 30% y el PIB per capita en un 32%. Entre 1995 y 2000, la pobreza subió del 34% al 71%, y la extrema pobreza del 12% al 31% (Acosta, 2006: 20).

Ello deja dudas en cuanto al posible

efecto positivo de una nueva bonanza petrolera, aún más si se toma en cuenta que los gobiernos de turno no disponen del mismo grado de control sobre la política económica que en los años de dictadura militar. Con todo, los síntomas de "enfermedad holandesa" persisten (rigidez del cambio impuesta por la dolarización, incremento de las importaciones de bienes de consumo y estancamiento de las exportaciones no petroleras, generando un déficit de la balanza comercial no petrolera) mientras el peso de la deuda externa se ha trasladado al sector privado<sup>7</sup>.

### La apertura de los noventa y las inversiones directas extranjeras

En 1993 se procedió a reformar la ley de hidrocarburos con la ley 44, hacia una mayor apertura a las inversiones extranjeras directas (Campodónico, 1996: 162-172). Las reformas introducidas por esta ley permitieron que las empresas fuesen pagadas en petróleo crudo, siguiendo un porcentaje definido a la firma del contrato de explotación, y dispusiesen libremente de la parte de producción que les correspondía. Al mismo tiempo, se redujeron los impuestos sobre las ganancias y flexibilizaron el control de cambio sobre la repatriación de los capitales de las multinacionales que operaban en el Ecuador. Además, abrieron al capital privado las actividades de la industria río arriba y autorizaron la libre importación de produc-

tos petroleros. Mientras tanto, el precio de estos productos en el mercado interno se calculó en base a los precios internacionales, aunque siguiera siendo establecido por decreto presidencial y las ganancias en relación con el precio de producción siguieran siendo limitadas legalmente.

Tres reformas más siguieron (en diciembre 1993 (ley 49), septiembre 1994 (ley sin número) y agosto 1998 (ley especial 98-09)), mientras que el Estado buscaba maximizar la capacidad de producción, renunciando incluso a la estrategia conservadora de los años setenta y ochenta. En 1992, el Ecuador salió de la OPEP y abandonó la política de cuotas, lo que permitió incrementar la producción, tras una serie de innovaciones tecnológicas para mejorar la productividad del SOTE. En este sentido, una serie de ajustes se hicieron para facilitar el desarrollo de las inversiones de exploración, como el hecho de suprimir la obligación de perforar pozos en la fase exploratoria o de aumentar a 400.000 ha. la superficie de los bloques licitados para la exploración y reducir la superficie devuelta al Estado en caso de descubrimiento comercializable.

En este contexto (en 1994 y 1997), se lanzaron las 7ª y 8ª rondas de licitaciones de bloques petrolíferos, mientras que la construcción de un nuevo oleoducto se volvía una prioridad nacional. Este proyecto fue postergado hasta 2001, puesto que Petroecuador no disponía de los recursos necesarios para tal

7 A finales de 2005, la deuda externa pública alcanzaba 10.210 millones de dólares y la deuda externa privada 8.075 millones de dólares. Fuente: Banco Central del Ecuador, Estadísticas mensuales, Boletín No 1846 (última cifra disponible para el sector privado).

inversión y que ningún acuerdo nacional pudo lograrse en cuanto a las modalidades de asociación con las empresas privadas. No fue sino en noviembre 2000, una vez culminado el proceso de dolarización de la economía, que un decreto presidencial ordenó la construcción del oleoducto para crudos pesados (OCP), con una capacidad de transporte de 410.000 b./d., de Lago Agrio (Sucumbíos) a Balao (Esmeraldas). La obra, concluida en 2003<sup>8</sup>, fue ejecutada por Techint (Argentina), actual socio del consorcio privado OCP con AGIP Oil (Italia), Andes Petroleum (China), Occidental (Estados Unidos), Perenco (Francia), Petrobras (Brasil) y Repsol YPF (España).

Desde inicio de los años noventa, la perspectiva del agotamiento a corto o mediano plazo de las reservas probadas del Ecuador abrió un debate en torno a la viabilidad económica de la política petrolera (Acosta, 1991; Petroecuador, 1997; Doryan Garrón et López, 1992). De hecho, la producción de los seis principales campos operados por Petroecuador (Shushufindi-Aguarico, Sacha, Libertador, Auca, Cononaco y Lago Agrio), que suman el 78,25% de las reservas primarias originales del país (NPRIM en inglés) entraron en fase de ocaso tras un máximo de 95.000 millones de barriles en 1993. (Reyes, 2006). Peor aún, no se han realizado descubrimientos mayores a 100 millones de barriles en las dos últimas décadas, a excepción de los campos Libertador e ITT,

hallados por Petroecuador (Echeverría, 2006: 117).

Con el afán de frenar esta tendencia, se crearon los contratos de alianza estratégica por el decreto 799 de 2000 y los contratos de alianza operativas en 2001, mediante un acuerdo entre los ministerios de Energía y de Finanzas. Ciertamente es que la privatización del sector sigue siendo un tema políticamente sensible, debido a las apuestas financieras y los sentimientos nacionalistas asociados con Petroecuador. No obstante, la aparición de estos tipos de contratos conllevó una privatización parcial de los activos de la empresa estatal.

Es más, en 2003 se propuso licitar los principales campos operados por la empresa estatal – incluso los marginales – mediante una 9ª ronda de licitaciones<sup>9</sup>, que fue declarado desierto en dos oportunidades, debido a la gran inseguridad jurídica y la inestabilidad política que afectaban al país (Campodónico, 2004: 73). En 2004, el gobierno presentó un nuevo proyecto de reforma, que contemplaba nuevas modalidades contractuales, en particular para incrementar la productividad y reactivar los pozos administrados por Petroecuador. Éste último fue desechado sin haber prosperado, tras el derrocamiento del presidente Gutiérrez, en abril 2005.

Su sucesor, Alfredo Palacio, consiguió introducir un cambio de mayor transcendencia, a través de una objeción parcial al proyecto de reforma de ley discutido por el Congreso en 2006.

8 El costo final de la obra alcanzó unos 1.100 millones de dólares, de los cuales 900 millones fueron financiados por un préstamo del banco alemán Westdeutsche Landesbank (Campodónico, 2004: 74).

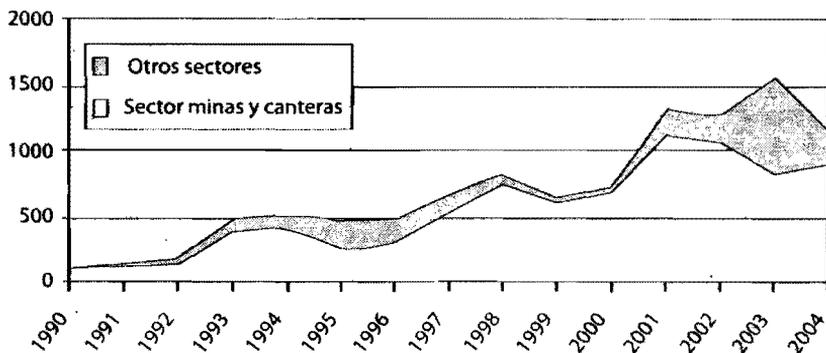
9 Se ofertaron los bloques 4, 5, 39 y 40, y los campos Shushufindi, Lago Agrio, Auca y Yuca-Yulebra.

En efecto, mediante el artículo 2 de aquella ley se introdujo una cláusula a los contratos de participación que contempla la participación del Estado en un 50% de las ganancias marginales, en caso de aumento del precio del barril por encima del precio de referencia a la firma del contrato. Con esta reforma, se concluyó una discusión de un año entre la administración Palacio y las empresas multinacionales en el Ecuador, cuya apuesta era el cálculo de la participación del Estado en las ganancias extraordinarias generadas por el incremento de los precios del petróleo desde 2003. Estas últimas habían negociado sus contratos con el Estado en base a un precio referencial de 15 dólares por barril; ahora bien, el crudo Oriente superó los 42 dólares en 2005, lo cual genera

ba un importante desequilibrio a favor de las empresas.

Como consecuencia de la política de apertura inaugurada en los noventa, las inversiones extranjeras directas (IED) en el sector petrolero (exploración, producción y transporte) se incrementaron sustancialmente. El monto anual de las inversiones subió de 126 millones a 1.160 millones de dólares entre 1990 y 2004, con un máximo de 1.555 millones de dólares en 2003. Las inversiones extranjeras directas del sector "minas y canteras" representan 77,4% del total, en el conjunto de este período, con niveles de participación superiores al 90% entre 1998 y 2000 y sin pasar debajo del 53% (como en 2003). (Cf. Gráfico 1 a).

**Gráfico 1 a.**  
**Evolución de las inversiones extranjeras directas (millones de dólares)**

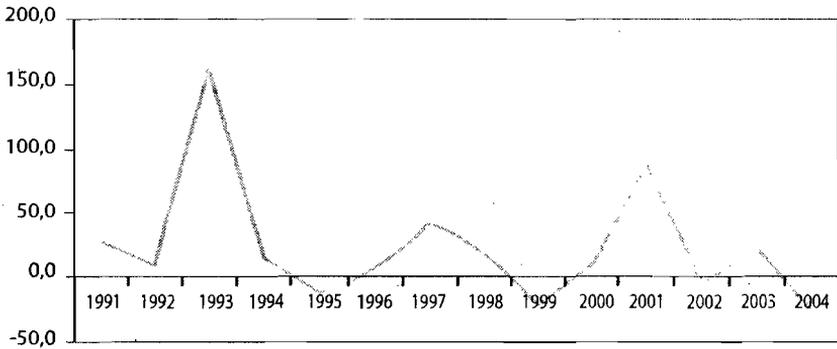


Elaboración del autor. Fuente: Banco Central del Ecuador.

De manera significativa, los años de incrementación de las inversiones extranjeras directas coinciden con las

grandes reformas de apertura del sector petrolero. Así es como se puede observar las mayores variaciones anuales en

Gráfico 1 b.  
Variación anual de las inversiones extranjeras directas (%)



Elaboración del autor. Fuente: Banco Central del Ecuador.

1993 (+163,5%), 2001 (+84,7%) y en menor medida 1997 (+41,5%). (Cf. Gráfico 1 b).

Las inversiones extranjeras directas proceden principalmente de los Estados Unidos (44%), aunque se nota una creciente inversión procedente de Europa y Canadá (Falconí, 2006).<sup>10</sup> Esta excesiva dependencia hacia un solo país puede generar problemas de independencia en términos de gobernanza energética, lo cual se suma a tres otros problemas propios de la explotación de hidrocarburos. Por un lado, esta actividad es poco articulada con la economía nacional y presenta los rasgos de una economía de enclave, con poco efecto de entravamiento sobre la creación de empleo y la redistribución de riqueza (Larrea, 2006; Acosta, 2006). Por el otro, no solo que ésta es intensiva en capital sino que también genera impactos socio-ambien-

tales negativos. En este sentido, si las inversiones extranjeras directas no generan mayor eficiencia tecnológica o no permiten reducir la cantidad de energía consumida, su aumento se acompaña de un incremento de los impactos ambientales negativos (Falconí, 2006).

### La modernización de Petroecuador y la reestructuración del sector petrolero

Al cabo de ocho rondas de licitaciones, en las cuales se adquirieron 16 bloques, 6 empresas concentran cerca del 90% de la producción. En 2004, Petroecuador produjo el 35,3% del crudo fiscalizado, delante de Occidental (20,6%), la filial de Encan, AEC Ecuador (11,7%), Repsol-YPF (9,6%), Agip (6,1%) y Perenco (4,9%). (Cf. Tabla 1).

10 El mayor incremento en 2001 se debe a las inversiones para la construcción del OCP, por lo cual éstas fueron causadas principalmente por City-AEC-Encan, Repsol-YPF, Agip y Occidental (Campodónico, 2004: 71).

**Tabla 1**  
**Producción de crudo fiscalizado en 2004 (barriles)**

Empresa	Volumen	%
Petroecuador	64.951.405	35,31
Occidental	37.854.884	20,58
AEC Ecuador	21.599.801	11,74
Repsol-YPF	17.672.437	9,61
Agip	11.218.674	6,10
Perenco	9.062.209	4,93
Ecuador TLC	6.492.559	3,53
Sipec-ENAP	4.130.897	2,25
Petrosud-Petroriva	2.708.060	1,47
Tecpecuador	2.619.125	1,42
Encan Ecuador	2.451.963	1,33
Petrobell	1.680.634	0,91
City Oriente	826.814	0,45
Espol-Pacipetrol	612.280	0,33
Canadá grande	43.227	0,02
CNPC Internacional	0	0,00
<b>Total</b>	<b>183.924.969</b>	<b>100,00</b>

Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2005.

La producción de crudo ecuatoriano se concentra en la región amazónica (Cf. Mapa 1), en los antiguos campos de Texaco y 32 bloques, de los cuales 11 están por licitarse<sup>11</sup>, además del campo ITT.

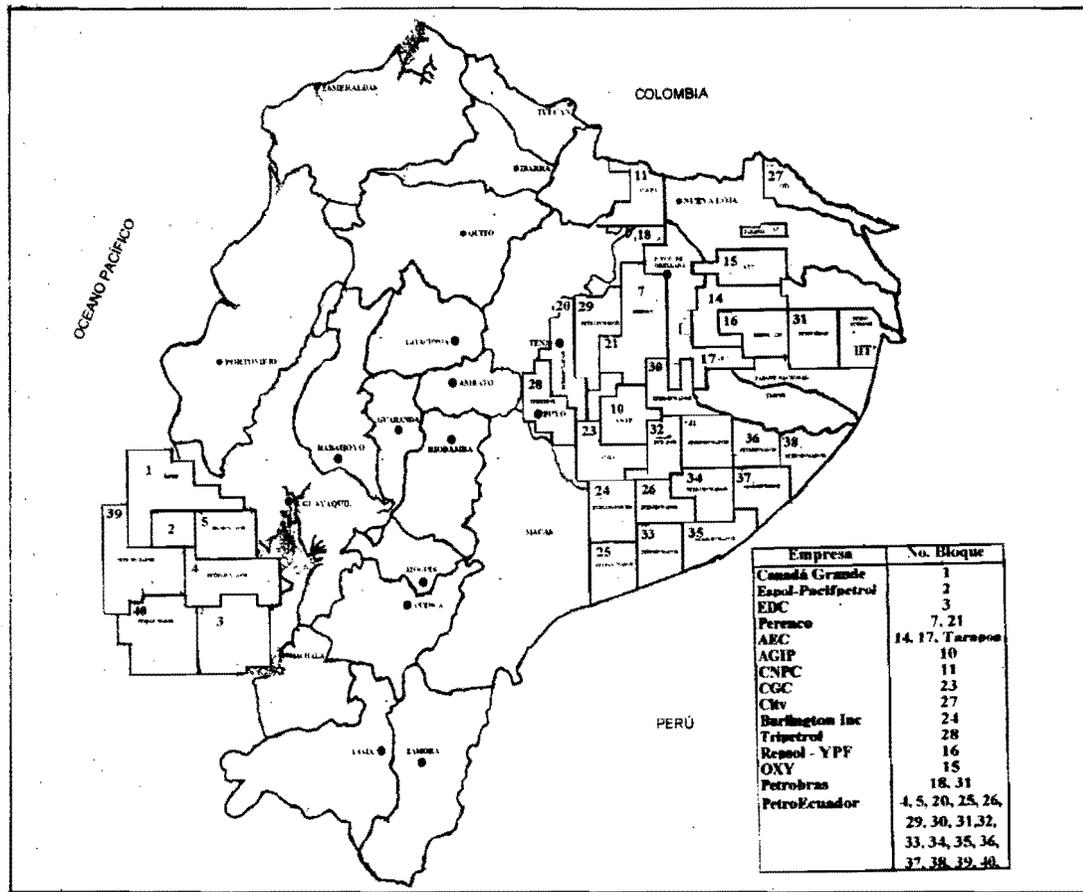
Petroecuador explota los antiguos campos de Texaco y concretó alianzas operativas con la empresa ecuatoriana Dygoil (en los bloques Atacapi, Pacahuacu y VHR) y estratégicas con Sipepetrol-ENAP (en los bloques MDC, Paraíso, Biguno y Huachito). Las operaciones

de los campos marginales de Petroecuador se llevan a cabo en asociación con Tecnipetrol y Río Alto (Chapara y Tigüino), Petrosud-Petroriva (Pindo, Yuca Sur y Palanda) y Tecpecuador (Bermejo). Hasta mayo 2006, las principales empresas multinacionales<sup>12</sup> presentes en la región eran: Occidental (bloques 15, Limoncocha y Eden-Yuturi), Andes (Taraipoa, bloques 14, 17 et 27), Agip Oil (bloque 10), Repsol-YPF (bloque 16), Petrobras (bloques 18 y 31), Perenco (bloques 7 y 21), CGC San Jorge (bloque

11 Los bloques 30, 34, 37 y 41 deben ser licitados aproximadamente y siete bloques (25, 26, 32, 33, 35, 36 y 38) figuran en el catastro petrolero, aunque no están por ser licitados.

12 Estas empresas proceden principalmente de los Estados Unidos (Río Alto, Occidental, EDC y Burlington), Canadá (AEC-Encana), Europa (Perenco, Agip y Repsol YPF), la China (CNPC-Amazon y Andes), Brasil (Ecuador TLC, Petrobras y Petrobell) y Argentina (CGC San Jorge, Tecnie-Bellwether y Petróleos Sudamericanos).

Mapa 1. Ubicación de los bloques petrolíferos en el Ecuador



Empresa	No. Bloque
Canadá Grande	1
Español-PacifiPetro	2
EDC	3
Perenco	7, 21
AEC	14, 17, Tarapoa
AGIP	10
ENPC	11
OGC	23
Chv	27
Burlington inc	24
Tripetrol	28
Repsol - YPF	16
OXY	15
Petrobras	18, 31
PetroEcuador	4, 5, 20, 25, 26, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40

Fuente: Ministerio de Energía - Minas, Dirección Nacional de Protección Ambiental (2004).

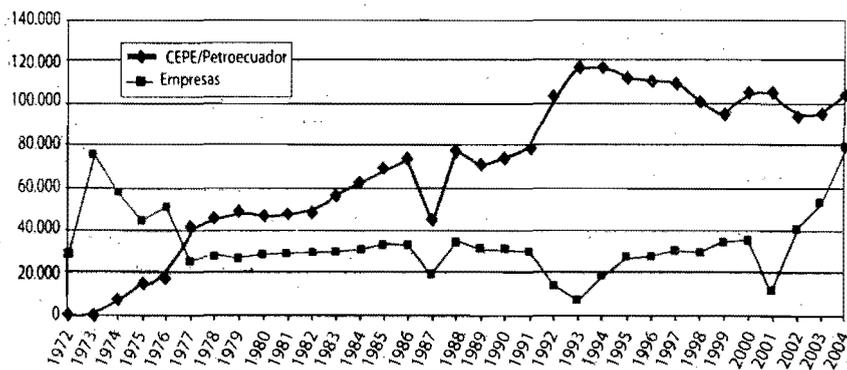
23), Burlington (bloque 24), CNPC-Amazon (bloque 11) y la empresa ecuatoriana Tripetrol (bloque 28). La exploración y explotación costafuera se limitaban a los bloques 1, 2 y 3 (operados por Canadá Grande, Pacifpetrol y EDC), mientras que tres bloques quedan por licitar.<sup>13</sup> (Tirado Soria, 2004).

El 15 de mayo 2006, el Ministro de Energía pronunció la caducidad del contrato de participación con Occidental. La empresa estadounidense fue reconocida culpable de haber violado la ley de hidrocarburos, al vender un 40% de sus activos en el bloque 15 y los campos asociados Limoncocha y Edén Yuturi, a City Investing (matriz de En-can), tras un acuerdo firmado en el 2000, sin autorización previa del Ministerio de Energía y Minas. Desde luego, la totalidad de los activos de Occidental (a excepción de sus participaciones en OCP S. A.) fueron devueltos al Estado

ecuatoriano. Para administrarlos, se creó una Comisión de política y control, integrada por los Ministros de Energía, Economía, Defensa, Ambiente y Relaciones Exteriores, junto con una Unidad de Administración y Operación temporal, adscrita a Petroproducción.

La mayor parte de la producción nacional sigue siendo asumida por la empresa estatal. Sin embargo, la evolución de la participación del Estado en el volumen de crudo fiscalizado deja percibir una tendencia decreciente a partir del momento en que el OCP empezó a funcionar, en 2003. En efecto, hasta 2003, el volumen anual producido por las empresas privadas seguía inferior a 40 millones de barriles, mientras el volumen de crudo fiscalizado del Estado había subido paulatinamente hasta alrededor de 100 millones de barriles. (Cf. Gráfico 2 a).

Gráfico 2 a.  
Evolución de la producción estatal y privada de crudo fiscalizado (miles de barriles)



Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2002, 2003 y 2005.

13 Se trata de los bloques 4, 39 y 40

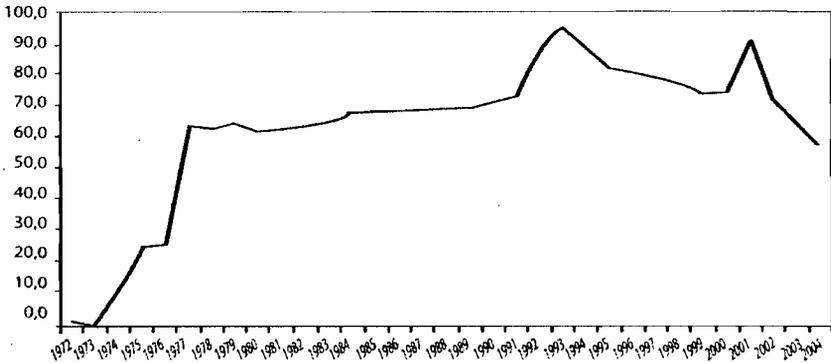
Esta tendencia se traduce por el incremento de la participación de las empresas multinacionales en la producción total, (Cf. Gráfico 2 b). En efecto, la participación del Estado en la producción de crudo fiscalizado (producción de Petroecuador y participación del Estado en los contratos de gestión compartida) inició una declinación constante a partir de 1993, con excepción del año 2001 (donde subió repentinamente al 90,7%), para ubicarse actualmente alrededor del 57%.

Conforme la ley 101 de 1982, la empresa estatal perdió el monopolio de

comercialización, mientras seguía conservando aquel del transporte y de la refinación. Luego, la ley de hidrocarburos fue reformada en tres oportunidades (mediante el decreto ejecutivo 958 y la ley 08 de 1985, luego el decreto 24 de 1986), antes de su reestructuración bajo el nombre Petroecuador y sus tres filiales (Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial), por la ley especial 45 de septiembre 1989. La creación de Petroecuador y sus filiales preparó la devolución de los campos petrolíferos de Texaco al Estado ecuatoriano.

**Gráfico 2 b.**

**Evolución de la participación estatal en la producción de crudo fiscalizado (%)**



Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2002, 2003 y 2005.

La ley 44 de 1993 incrementó el control del Estado en el funcionamiento de Petroecuador, al otorgar al ministerio de Finanzas el 10% del valor de la producción, hasta entonces depositados en un Fondo de inversión petrolera. Esta asignación, que debía compensar el déficit del presupuesto del Estado, afectó

las inversiones en el ámbito de la exploración y el mantenimiento de infraestructuras. Desde luego, los beneficios de la empresa nacional (calculados a partir de los ingresos brutos tras deducción de las regalías y de los gastos operativos de la empresa y sus filiales) fueron integralmente entregados al Banco

Central para pagar la deuda pública externa.

Muchos observadores coinciden en que la industria nacional padece de la ausencia de una política pública coherente con las necesidades económicas y sociales internas, y las modalidades tecnológicas y financieras actuales del sector petrolero (Fontaine, 2006). En este sentido, la modernización de Petroecuador pasa por su fortalecimiento en el sentido de una mayor adaptación a las condiciones actuales de los mercados internacionales y de una estrategia de largo plazo. Existe en particular un amplio consenso en torno a la necesidad de reducir la injerencia de los partidos políticos en la gestión de esta empresa. En efecto, la dependencia de la empresa hacia el poder ejecutivo se traduce por los frecuentes cambios en el directorio y la alternancia de los presidentes – al ritmo de uno por año desde 1989.

Algunos consideran que esta modernización pasa por una separación radical del Estado, gracias a la creación de un organismo autónomo de control y regulación – una superintendencia – como fue el caso en la reforma bancaria de 1998-2001 (Spurrier, 2006). Otros insisten por lo contrario en que se preserve el estatuto de empresa pública a toda costa y que la exploración y explotación de los campos de Petroecuador sea estimulada bajo la figura de alianzas estratégicas con empresas públicas de otros países, como PDVSA o Petrobras (Ijón, 2006). De hecho existen varios contratos de cooperación entre Petroecuador y empresas públicas internacionales. En 2001, la empresa colombiana Ecopetrol suscribió un convenio de coo-

peración y capacitación profesional a través del Instituto Colombiano de Petróleo. En 2006, la empresa venezolana PDVSA firmó un acuerdo de cooperación para la refinación de crudo pesado ecuatoriano en sus instalaciones de Curazao.

Por lo que fuere, será necesario contar con inversiones privadas para incrementar las reservas probadas y postergar la fecha en la cual el Ecuador se volverá importador neto de petróleo (Echeverría, 2006). En el escenario actual, el modelo de apertura que predomina en Petroecuador es aquel de las alianzas estratégicas – en particular en nuevos proyectos de exploración que implican inversiones de riesgo (Baquero, 2006). Este modelo se basa en seis variables (reservas, producción, mercados internacionales, criterio de economía renta petrolera, factores político-sociales y criterios ecológicos) y persigue cuatro objetivos: mantener la relación entre reservas probadas y producción por 25 años, exportar en vez de importar productos de alto valor agregado, fortalecer la industria nacional y elaborar un modelo de desarrollo sostenible (en el plano económico, tecnológico y ambiental).

Una segunda aproximación a la apertura de Petroecuador contempla la constitución de una sociedad anónima, siguiendo el modelo aplicado a PDVSA en el proceso de apertura de 1992-1993, donde se crearon tres tipos de contratos de asociación con empresas privadas: operativos, de asociación estratégica y de ganancias compartidas (Mora Contreras, 1997). La principal ventaja para la empresa estatal sería vol-

ver a tener la autonomía financiera que se le quitó en 1993, para funcionar como una empresa y poder buscar capitales en el mercado, para invertir en exploración, explotación y refinación.<sup>14</sup> Por otro lado, ello ayudaría a reducir los plazos en la toma de decisión, actualmente sometidos a largos trámites en el Ministerio de Economía y Finanzas.

Por último, el incremento de las reservas probadas y la optimización de la producción en el contexto legal actual implican fijar un objetivo de producción límite y desarrollar los campos ya explorados, bajo la modalidad de "contratos de servicios específicos" con empresas públicas y privadas, mientras optimizando la producción y el factor de recobro (Echeverría, 2006: 121). Ello permitiría, entre otras cosas, aplicar tecnologías de punta como la "recuperación mejorada", que consiste en inyectar componentes químicos (polímeros, bacterias, dióxido de carbono, etc.) para aumentar la productividad de ciertos pozos en explotación o abandonados (Reyes, 2006).

Al fin y al cabo, aunque la modernización no implica necesariamente su

privatización, para superar la crisis que atraviesa, Petroecuador debería funcionar en las mismas condiciones fiscales y administrativas que una empresa privada, mientras conservando el estatuto de empresa pública.<sup>15</sup> Más allá de las discrepancias políticas en torno al porvenir de esta empresa, lo que está en juego es evitar que su modernización pase por una privatización integral, como fue el caso en Argentina, en Bolivia y en el Perú en los años noventa (Campodónico, 1996).

Ese es el contexto en el cual Petroecuador se prepara a entrar en una nueva fase de explotación los yacimientos de crudo pesado del campo ITT (cuyo crudo varía entre 11° y 17° API<sup>16</sup>) y de los campos marginales Pungarayacu y Oglán. La importancia de los hallazgos implica repensar la explotación petrolera en la Amazonía en su totalidad. En efecto, para explotarse a un costo rentable, el petróleo crudo del campo ITT debería ser mezclado con otros crudos y elevado a 27° API, para ser tratado en las refinerías nacionales. Parte de los residuos de refinación podrían servir de combustible para generar electricidad,

14 Un ejemplo interesante de esta forma de proceder lo constituye la apertura de Petrobras, mediante la ley 9478 de 1997. Entre 1998 y 2000, Petrobras firmó acuerdos de "joint venture" en 36 áreas para exploración y explotación. Por otro lado firmó importantes "contratos leasing" que le permiten captar inversiones privadas para la explotación de los yacimientos costafuera (Campodónico, 2004: 50 y 52).

15 En junio 2006, el proyecto de reforma a la ley especial de Petroecuador no había entrado todavía a primer debate en el Congreso.

16 El índice API, determinado por el Instituto Americano de Petróleo, corresponde a la gravedad del petróleo crudo. Es proporcional a la calidad del petróleo: así, el crudo "pesado" (10° API) es de menor calidad que el "liviano" (28° API).

en particular para abastecer la región amazónica y la industria nacional.<sup>17</sup>

Después de tres décadas de explotación petrolera, el Ecuador enfrenta entonces una paradoja. Por un lado, este país se benefició de una doble bonanza en los años setenta, gracias al aumento de los precios del petróleo y a la explotación de importantes yacimientos descubiertos en los años sesenta. Por el otro, se dejó sorprender por el contracchoque petrolero de los años ochenta y nunca logró superar la crisis financiera y el endeudamiento crónico, que determinan hasta la fecha la orientación de la política petrolera. A esta paradoja se añade una gran confusión en cuanto al régimen de contratos y la renta petrolera, que obstaculizan la gobernanza energética “eficiente” y la convierten en un problema de gobernabilidad democrática. Es en este contexto que cabe analizar los problemas actuales de la renta petrolera.

### **Renta petrolera y conflictos socio-ambientales**

#### ***Los contratos vigentes y el cálculo de la renta petrolera***

El Banco Mundial define la renta petrolera como “la suma de todos los in-

gresos percibidos por el Estado por concepto de la actividad petrolera extractiva que se realiza en el país [con la exclusión de] los impuestos y ganancias obtenidas en las actividades de refinación y comercialización del petróleo y de sus derivados” (ESMAP, 2005: 61). Esta renta incluye las regalías, el impuesto a la renta, las patentes y los pagos particulares a cada país. En Ecuador, la renta se compone principalmente de los ingresos generados por la empresa estatal, Petroecuador, las regalías (o participación de la producción devengada al Estado en los contratos con empresas privadas)<sup>18</sup>, que varían en función de los tipos de contratos, y el impuesto a la renta (el 25%).

La participación del Estado en la renta petrolera depende del tipo de contrato firmado con las empresas. En la actualidad, cuatro modelos de contratos son vigentes en el Ecuador, lo cual resulta de las múltiples reformas legales realizadas desde 1982. (Cf. Tabla 2).

17 El problema de la calidad de crudo procesado es otro aspecto técnico crucial en la evolución hacia la apertura. En efecto, mientras el crudo de los campos operados por Petroecuador es de unos 28° API, las empresas privadas asociadas extraen por lo general un crudo más pesado (16° en el bloque 16, 19° en los bloques 14 y 15). Ahora bien, estas empresas mezclan su producción con aquella de la empresa estatal, para transportarla en el SOTE, lo cual genera una pérdida de calidad no compensada para esta última (Llanes, 2006: 54).

18 Cabe indicar, sin embargo, que en los contratos de prestación de servicios, participación y campos marginales, el Estado ecuatoriano no percibe regalías (Llanés, 2006: 29).

**Tabla 2**  
**Producción de crudo fiscalizado según el tipo de contratos vigentes en 2006 (barriles)**

Repartición	Estado	Empresas privadas	Total	Participación del Estado (%)
Prestación de servicios	8.940.033	6.409.537	15.349.570	58,24
Participación	26.023.779	69.659.033	95.682.812	27,20
Servicios específicos	0	933.360	933.360	0,00
Campos marginales	4.530.264	2.459.555	6.989.819	64,81
Subtotal producción compartida	39.494.076	79.461.485	118.955.561	33,20
Petroecuador	64.951.405	0	64.951.405	100,00
<b>Total producción</b>	<b>104.445.481</b>	<b>79.461.485</b>	<b>183.906.966</b>	<b>56,79</b>

Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2005.

Al final de 1999, los contratos de prestación de servicios aportaban con el 11,84% de la renta petrolera al Estado, siendo el resto reservado a las empresas asociadas, entre las cuales estaban Occidental, Elf Aquitaine, Oryx, Tripetrol y Repsol-YPF. (Araúz, 2004: 59). Según este tipo de contratos, la empresa asociada asume los costos de exploración y explotación, y el Estado ecuatoriano – a través de la empresa nacional – le reembolsa la totalidad de las inversiones en caso de explotación. La participación del Estado en la producción es entonces del 100%, deducidos de los reembolsos de costos, gastos, alícuotas de amortización de intereses y pago de una tasa por servicios. Estos contratos fueron sustituidos por contratos de participación entre 1996 y 1999, a excepción del bloque 10 (Pastaza), operado por Agip Oil Ecuador.<sup>19</sup> Sin embargo, en octubre 2002, el Estado firmó un nuevo contra-

to de este tipo con la empresa chilena Sipetrol (ENAP), para el desarrollo y la producción de los campos Mauro Dávalos, Paraíso, Biguno y Huachito.

Por otro lado, existe dos tipos de contratos para realizar operaciones en asociación con la empresa nacional, con el afán de incrementar el rendimiento de campos ya en fase de explotación. Se trata de los contratos de campos marginales (yacimientos cuya producción en el momento de la licitación es inferior o igual al 1% de la producción nacional), de los contratos de alianzas operativas y de los contratos de servicios específicos. En ambos casos, la empresa asociada percibe un monto calculado a partir de la línea base de la producción, en el momento de firmarse el contrato. A ello se añade, un porcentaje de la producción marginal, en caso de incremento del volumen de producción.

<sup>19</sup> La regularidad de esta reforma fue puesta en duda, así como la aplicación de la figura del contrato de servicios específicos al ámbito de la exploración y explotación. Según este punto de vista, la reforma violenta el espíritu de la ley de hidrocarburos (Llanes, 2006: 22).

Contratos de servicios específicos fueron firmados con Repsol-YPF para el campo Tivacuno; y con la empresa ecuatoriana Pacific Petrol para el bloque 2 (ex Espol, de la Universidad Politécnica del Ecuador). Se firmaron contratos para la explotación de campos marginales con Tecpecuador (Bermejo), Petrolamerrec (Pindo, Palanda y Yuca Sur) y Petrobell (para Tigüino).

Finalmente, una variante de contratos de prestación de servicio lo constituyen dos contratos de "alianzas operativas", que fueron celebrados para los campos VHR y Atacapi Parahuacu. En este caso, el Estado percibe un porcentaje de la producción que varía en función del precio del petróleo. (ESMAP, 2005: 51-52; Petroecuador, 2005:40).

En la actualidad, los contratos de participación constituyen la figura jurídica más común en el Ecuador (16 contratos vigentes en 2006) y suman el 80,4% de la producción realizada en asociación con Petroecuador. El primero fue firmado con Repsol-YPF para el campo Boguí-Capirón y el bloque 16. Contratos similares se firmaron luego con AEC-Ecuador para los campos Fanny 18B, Mariann y Tarapoa; con City Oriente para el bloque 27; con Encan Ecuador para los bloques 14 y 17; con Occidental, para los campos Limoncocha y Eden Yuturi, así como el bloque 15; con Perenco para el bloque 7 y los campos Coca/Payamino y Yuralpa; con CNPC para el bloque 11; y con Ecuador TLC para los campos Pata y Palo Azul del bloque 18.

Según esta modalidad (creada por la ley 44 de 1993), la empresa asociada asume los costos de explotación y per-

cibe, en cambio, una parte de la producción en caso de comercialización de las reservas descubiertas. La participación del Estado en las ganancias depende de las variables L1 (calculada en función de la curva base de declinación) y L2 (inferior a 15.000 b/d), donde:  $X_1 = \text{Producción} \leq L1$ ;  $X_2 = L1 < \text{Producción} \leq L2$ ;  $X_3 = \text{Producción} > L2$ . (Cf. Anexo 1). Existen además dos variantes de este tipo de contratos. La primera interesa a aquellos llamados "convenios de explotación unificada", en los cuales L1 es determinada en función de un volumen fijo de producción. Una segunda variante – el llamado "convenio operacional de explotación unificada" – fue aplicada al yacimiento común Hollín-Palo Azul, con Ecuador TLC. En este caso la producción de crudo asignada al Estado se calcula en función de las reservas probadas y del precio por barril. En todo caso, la participación del Estado es inversamente proporcional al volumen de producción: mientras más importante el volumen, más bajo es el porcentaje de la renta percibido por el Estado.

Ahora bien, a pesar de constituir una parte sustancial de la base sobre la cual se calcula la renta petrolera en el Ecuador, estos contratos tan solo aportan con el 27,2% de la producción al Estado. La mayor participación del Estado se encuentra en la explotación del campo Limoncocha (61%) y del bloque 18 (49,3%). De un segundo grupo de contratos ingresan al Estado del 20% al 30% de la producción fiscalizada (Coca Payamino, 18B-Fanny, Tarapoa, Eden-Yuturi, Mariann y bloque 7). El tercer grupo aporta con menos del 20% (blo-

ques 1, 14, 15, 16, 17, 27 y campo Bogi Capirón). (Cf. Gráfico 3 y Anexo 1 b).

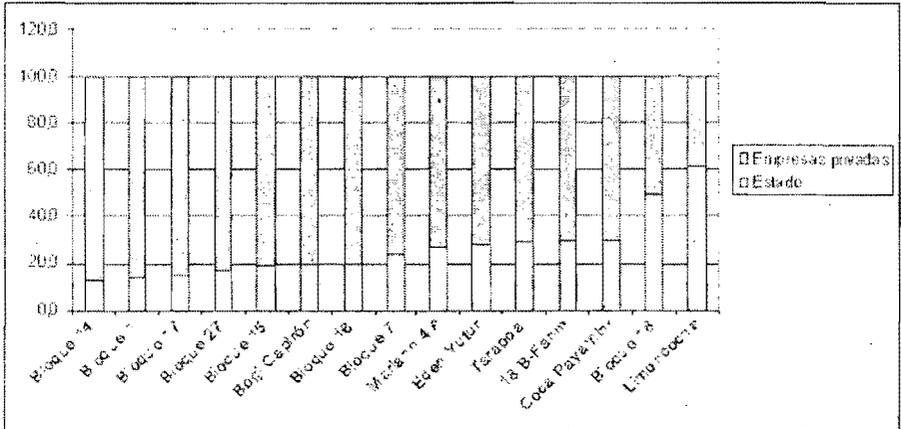
El impuesto a la renta es una fuente de ingresos relativamente marginal, más aún porque pocas empresas declaran ganancias. En 2003, el impuesto causado por Occidental, Agip y AEC Ecuador (que sumaron el 85,5% del impuesto causado por el sector petrolero extractivo) apenas alcanzó a 60 millones de dólares. En 2004, las mismas debían unos 158,9 millones de dólares (cifras no consolidadas). Esta situación suscita tensiones entre el Servicio de Rentas Internas y las empresas, como en el caso de Occidental, acusada de evadir el impuesto a la renta durante varios años, mediante una sobrevaloración de los

gastos operativos. En marzo 2006 esta empresa ganó una apelación ante el tribunal de arbitraje de Londres, lo cual obliga al Estado ecuatoriano a devolverle 75 millones de dólares por concepto de impuestos deducibles.<sup>20</sup>

**El problema de la distribución de la renta petrolera**

Entre 1998 y 2003, en el Ecuador, los ingresos por concepto de renta petrolera se incrementaron de 925,2 millones a 2.050,2 millones de dólares, alcanzando un promedio anual de 1.457,9 millones de dólares. En comparación, la renta petrolera anual alcanzó un promedio de 1.104,5 millones de

**Gráfico 3**  
Participación del Estado en la producción bajo contratos de participación



Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2005.

20 Cf. EIA, 2006, "Country Analysis Briefs. Current Monthly Energy Chronology", Washington D. C.

dólares en Colombia, 235,2 millones de dólares en Bolivia y 226,5 millones de dólares en el Perú. (Cf. Gráfico 4).

La renta petrolera unitaria (ratio entre la renta y el volumen producido) alcanzó 10,13 dólares por barril, es decir un promedio del 51% de cada barril exportado al precio de mercado internacional en ese período. En cambio, la renta unitaria alcanzó 3,9 dólares en Colombia (21,1% por barril), 4,2 dólares en Bolivia (23%) y 5,9 dólares en el Perú (29%). (ESMAP, 2005: 65). Esta diferencia se explica por los costos de producción relativamente bajos en el Ecuador, en particular porque la principal empresa del país, Petroecuador, no invirtió lo correspondiente a la amortización de sus activos, por restricciones presupuestarias (ibid.: 63).

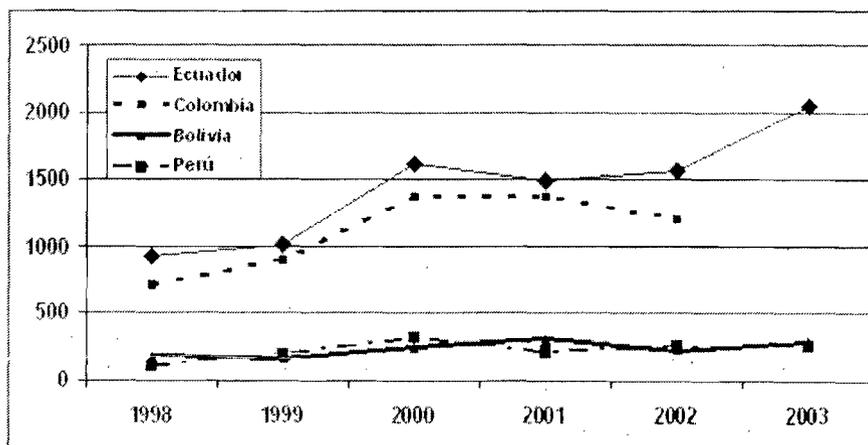
Las dos entidades encargadas de percibir la renta (Petroecuador y el Ban-

co Central) la revierten integralmente al Ministerio de Economía y Finanzas, que la redistribuye en función de un complejo mecanismo de preasignaciones, entre el gobierno central, algunos organismos partícipes (Fuerzas Armadas, Instituto de ecodesarrollo de la región amazónica ecuatoriana (Ecorae), Universidades), los Consejos Provinciales y Municipales, así como un Fondo de estabilización petrolera.

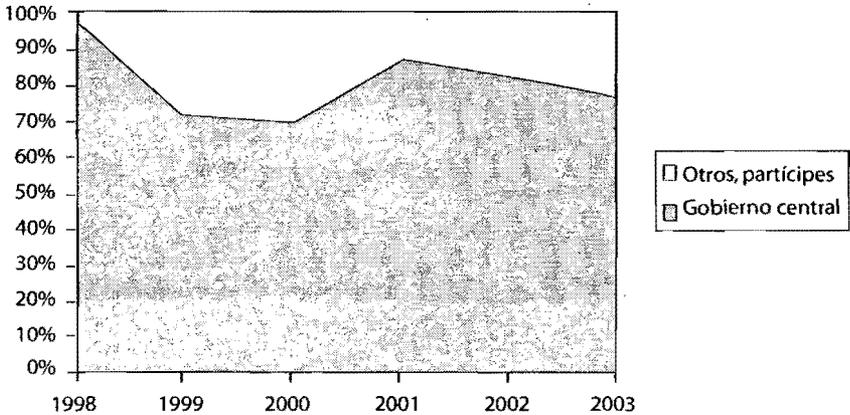
La participación del gobierno central en la renta es mayoritaria: en el período 1998-2003, se ubicó entre el 69,3% y el 97,9% (Cf. Gráfico 5).

Las entidades que se reparten la renta petrolera son organismos descentralizados y los fondos de estabilización petrolera, conforme una serie de preasignaciones establecidas por un conjunto de leyes (10, 40 y 122) y sus respectivas modificaciones. En 2002, los orga-

Gráfico 4  
Evolución de la renta recaudada en el Ecuador, Colombia, Perú y Bolivia



**Gráfico 5**  
**Participación del gobierno central en la renta (millones de USD)**



Elaboración del autor. Fuente: ESMAP, 2005: 80 y 89.

nismos de descentralización – como el Fondo para el ecodesarrollo regional amazónico del Ecuador (Ecorae), las provincias de Napo, Esmeraldas y Sucumbíos, el Fondo de Desarrollo de las provincias de la región amazónica – percibieron 59 millones de dólares (3,7% de la renta). Respecto de estas últimas, el estudio citado del Banco Mundial lamenta la falta de transparencia y la confusión en los criterios de asignación, que resultan más de acuerdos negociados en el transcurso de los años que de una gestión planificada de la renta petrolera (ESMAP, 2005: XX). En efecto, la heterogeneidad de los métodos de cálculo de estas preasignaciones es un obstáculo a la transparencia en el manejo de las cuentas públicas.

Por ejemplo, la ley 122 de 1983, conocida como ley de fondos de desa-

rollo de las provincias orientales (Sucumbíos, Napo, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe), contempla el pago de un tributo de 2,5% a 4,5% del total facturado a Petroecuador y sus filiales, así como a las empresas de servicios (nacionales y extranjeras). La ley 40 de 1989 creó las rentas sustitutivas con el pago de 5 centavos de dólar por barril transportado por el oleoducto transecuatoriano (SOTE) para las provincias de Napo, Sucumbíos y Esmeraldas; luego fue modificada para incluir las provincias de Pastaza y Orellana. La ley 10 de 1992 creó un nuevo mecanismo, con el Ecorae, dotado de 10 centavos de dólar por barril vendido. La ley reformativa No 20 de 1998 contempló el incremento anual de esta renta de 5 centavos por barril, hasta un máximo de 50 centavos de dólar. Según estas leyes, los

fondos así financiados se reparten entre los consejos provinciales (30%), municipales (60%) y el Ecoraie (10%).

Uno de los mayores problemas relacionados con la distribución de la renta surgió a raíz de la creación del Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento (FEIREP). Este fondo fue creado en 2003 con los ingresos del Estado provenientes del transporte de crudo pesado vía el OCP, en el contexto de alza rápida del precio del crudo Oriente en los mercados internacionales. En tres años, acumuló 1.078 millones de dólares, que fueron utilizados para financiar el pago de la deuda pública (un 70%), para la estabilización de ingresos (un 20%) y la inversión en educación y salud (un 10%). Ahora bien, la creación de este fondo fue muy criticada, en particular por la falta de transparencia en su manejo. El hecho que se tratara de un fideicomiso administrado por el Banco Central permitió a la administración del gobierno de Gutiérrez utilizarlo sin registrar esos gastos en el Presupuesto General del Estado. Por otro lado, fue criticada la prioridad dada a la "recompra" de la deuda externa, especialmente porque se observó una especulación sobre los títulos "Bono globales" tras la creación del fondo. (Ministerio de Economía y Finanzas, 2005; Parreño, 2005; Falconí y Ponce, 2005).

El FEIREP fue liquidado, en julio 2005<sup>21</sup>, luego reemplazado por una cuenta especial denominada "Reactivación productiva y social, del desarrollo

científico tecnológico y de la estabilización fiscal (CEREPS). Los ingresos provienen de la misma fuente, pero el destino de los gastos cambia a favor de la inversión social, según la repartición siguiente: líneas de créditos y recompra de deuda (35%), Proyectos de inversión social (30%), estabilización de ingresos petroleros (20%), investigación científica (5%), mejoramiento de la red vial (5%) y reparación ambiental y social (sic.) (5%). (República del Ecuador, 2006).

### Los conflictos socio-ambientales

Las primeras señales de la oposición de los movimientos ecologistas a la explotación petrolera aparecieron alrededor de la licitación de varios bloques ubicados en el Parque Nacional Yasuní (en las provincias de Orellana y Pastaza) y la reserva de producción faunística Cuyabeno (Sucumbíos). La difusión de informaciones sobre los impactos de las actividades de Texaco, Gulf Oil y CEPE en las décadas del setenta y el ochenta conllevó a una confrontación cada vez más violenta entre las organizaciones ecologistas, indígenas y campesinas por un lado, y las empresas y el Estado por el otro (Fontaine, 2003 a: 397-420; 429-445).

El conflicto más mediático a nivel internacional es, sin lugar a duda, aquel que opone el Frente de defensa de la Amazonía (FDA) a Texaco, desde 1993 (Jezic, 2001; Yanza, 2004). Este conflicto se abrió con una demanda presenta-

21 Mediante la Ley orgánica reformativa a la Ley orgánica de responsabilidad, estabilización y transparencia fiscal.

da ante la Corte Superior del Distrito Sur de Nueva York, reclamando la indemnización de 30.000 habitantes de la Amazonía por daños a la propiedad y a la salud, generados por la contaminación del área concesionado a Texaco y Gulf en 1972. Los demandantes invocaron la negligencia y ofensa internacional, por acción y omisión, entre otras cosas al origen del aumento del riesgo de cáncer, así como la degradación y destrucción de sus condiciones de vida. En agosto 2002, el caso fue devuelto ante la justicia ecuatoriana y acogido por la Corte Superior de Lago Agrio (Sucumbíos), donde sigue su curso hasta la fecha.

Sin embargo existe una multitud de conflictos repartidos en una escala de polarización que va desde la negociación por indemnizaciones y compensaciones de la contaminación entre las comunidades del Norte y Petroecuador (Fontaine, 2005 a), hasta la oposición radical de grupos indígenas como los shuar y achuar de la región del Transcutucú contra Burlington (donde se ubica el bloque 24) y los quichua de Sarayacu contra CGC San Jorge (donde se ubica el bloque 23) (López, 2004; Melo, 2006), que exigen una moratoria a las actividades petroleras en el centro y el sur de la región amazónica. Estos conflictos constituyen hoy un reto mayor para el Estado, en la medida en que son de una duración excepcional (más de 10 años), lo cual les convierte en un obstáculo a cualquier intento de proceder a nuevas rondas de licitación en la Amazonía.

A esto cabe añadir la necesidad de modernizar las infraestructuras, no solo para incrementar la productividad del

sector petrolero sino también para prevenir los daños ecológicos provocados por los accidentes, como las roturas de oleoductos o las fugas en las estaciones de bombeo. El espacio explotado por Petroecuador en la Amazonía (49.160 km<sup>2</sup>) es afectado por la contaminación crónica provocada por las actividades de producción y transporte: entre 1994 y 2002, más de 32.000 barriles de crudo fueron vertidos en la naturaleza, o sea en promedio 304 barriles por mes durante 9 años, el 32% de los cuales no se pudo recuperar (Fontaine, 2005 b).

La multiplicación de conflictos ambientales desde la década del ochenta llevó a reformar la normativa ambiental que enmarca las actividades petroleras. Las primeras medidas legales para proteger el medio ambiente en el Ecuador se tomaron en 1976, mediante la ley de prevención y control de la contaminación. Sin embargo, esta ley quedó sin efecto durante 15 años, por falta de un reglamento de aplicación. El tema es tratado de manera específica en la ley forestal y de conservación de espacios naturales y vida silvestre (agosto 1981), así como en varios reglamentos sobre el agua (1989), el aire (1991) y los suelos (1992). (Narváez, 2004: 366-374). Sin embargo, el Estado se preocupa explícitamente de la protección contra los impactos negativos de las actividades petroleras tan solo desde la reforma constitucional de 1998. El principal cambio introducido al respecto es el artículo 86 de la Constitución; que consagra el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y libre de contaminación. Lo completan los artículos 87 a 90, dedicados a las responsabilidades ambientales, la participación de las comunida-

des, los objetivos de la política pública en el ámbito del ambiente y la responsabilidad por daños ecológicos.

Tras esta reforma, en junio 1999, se aprobó la Ley de Gestión Ambiental, por la cual se encarga al Ministerio del Ambiente con la responsabilidad de promover el desarrollo sostenible, junto con los organismos encargados de la descentralización de la gestión ambiental. Entre los instrumentos citados por la ley, se encuentran la planificación, los estudios de impacto ambiental y el monitoreo ambiental, junto con diversos mecanismos de participación social. Últimamente, se expidieron por decreto presidencial dos reglamentos, que tendrán una fuerte incidencia en la gobernanza energética en las próximas décadas. Se trata del reglamento sustitutivo al reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 1215 de febrero 2001) y del Reglamento de Consulta y Participación para la realización de las actividades hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 3401 de diciembre 2002). Si bien es cierto el primero no generó muchos debates públicos, el segundo sigue siendo objeto de una fuerte resistencia por parte de las organizaciones indígenas opuestas a la expansión de las actividades petroleras en la Amazonía.

Conforme este último reglamento, se llevó a cabo una primera consulta previa en 2003, antes de ofertar los bloques 20 y 29, ubicados en las provincias de Napo y Pastaza (Izko, 2004). Pese a que los resultados de la consulta fueron favorables al inicio de las actividades petroleras en esta zona, ésto dio lugar a una campaña de resistencia encabezada por algunas comunidades quichua

de ambas provincias, con el apoyo de varias ONG ecologistas. En el centro de esta oposición se encuentran los procedimientos y la legitimidad del proceso, en particular debido a la falta de consenso, hasta ahora, respecto del mismo reglamento.

En los seis últimos años, los conflictos sociales se han intensificado, en particular a través de los “paros amazónicos” liderados por organizaciones sociales de las provincias de Sucumbíos y Orellana. En agosto 2005, ambas provincias fueron el teatro de una serie de manifestaciones y medidas de hecho, encabezadas por los alcaldes, consejeros provinciales y representantes de la sociedad civil, unidos en una Asamblea biprovincial. El objeto de estas manifestaciones era, entre otras cosas, obligar al gobierno de Alfredo Palacio a reconocer un acuerdo firmado por su antecesor en junio 2004. Conforme aquel acuerdo, el gobierno se comprometía a realizar importantes inversiones en el ámbito de la educación y la construcción de infraestructuras viales.

Días después de la caída de Lucio Gutiérrez (el 20 de abril 2005), los manifestantes habían conseguido bloquear el acceso a las principales estaciones de bombeo de Petroecuador, provocando un lucro cesante de más de 100.000 barriles de crudo, lo cual llevó al gobierno a instaurar el estado de emergencia. Después de tres meses de negociaciones infructuosas entre el gobierno, las empresas y los manifestantes, ellos declararon un “paro cívico” el 14 de agosto, ocupando las principales vías y pistas de aterrizaje utilizadas por los funcionarios de Petroecuador, logrando incluso sabotear algunos pozos y el SOTE.

De nuevo, el estado de emergencia fue instaurado, mientras más de 4.000 militares eran movilizados para garantizar la seguridad de los equipos petroleros. Tres días después, el presidente Palacio volvió a dialogar con los manifestantes, hasta llegar a un acuerdo, el 25 de agosto, según cual una parte del impuesto a la renta causado a las empresas sería asignado a un fondo de infraestructura vial, para culminar el arreglo de 200 km. de carreteras entre ambas provincias.

Esta situación permite pensar que en Ecuador como en otros países de Amazonía andina, las condiciones de resolución duradera y equitativa de los conflictos ambientales difícilmente pueden limitarse al estricto marco legal, las técnicas de gestión y relaciones comunitarias o aún a los instrumentos y mecanismos de resolución alternativa de disputa, sino que deben inscribirse en una discusión más amplia en torno a la gobernanza energética y la gobernabilidad democrática (Fontaine, 2005 a).

## Conclusión

Desde el primer choque petrolero, la historia del Ecuador está estrechamente vinculada con la producción del petróleo, cuyos precios en los mercados mundiales determinan los ciclos de bonanza y crisis. Sin embargo, a diferencia de los grandes productores de la región, el Ecuador se caracteriza por una fuerte inestabilidad del régimen de contratación, cuya única constante es la creciente apertura a los capitales privados internacionales. No obstante, la creciente importancia del sector privado y de los capitales transnacionales respon-

de tan solo parcialmente a las necesidades de la economía nacional.

Las reformas sucesivamente realizadas al régimen de contratación, en particular después de 1993, llevaron a que Petroecuador se asociara cada vez más con empresas multinacionales, lo cual conllevó a una privatización de hecho de una parte de sus activos. A pesar de todo, esta evolución no coadyuvó a llevar a cabo la modernización necesaria, tanto en el plano institucional (entre otras cosas su excesiva dependencia hacia los poderes públicos y su falta de autonomía financiera), como en el plano de las infraestructuras. Por lo tanto, la apertura sigue siendo hasta la fecha un proceso inacabado, que corre el riesgo de obstaculizar la nueva "bonanza" de precios y de cantidades.

Ante esta evolución, con graves consecuencias para Petroecuador, en particular en cuanto a su capacidad de inversión en la exploración y la modernización de sus infraestructuras, existe cierto consenso en torno a la necesidad de modernizar la empresa nacional en el plano tecnológico, administrativo y financiero. Sin embargo, ninguno de los gobiernos que se sucedieron desde la gran reforma de la Ley de Hidrocarburos, en 1993, logró llevar a cabo esta tarea.

Aquellos disfuncionamientos de gobernanza energética se vuelven a su vez obstáculos a la gobernabilidad democrática, en la medida en que alimentan conflictos sociales que suelen ser violentos, productos de una política social inequitativa y de una gestión ambiental ineficaz. La multiplicación de los conflictos socio-ambientales, que siguen paralizando costosos proyectos de

exploración y explotación en la región amazónica, es un indicador de la débil adhesión de la población a las apuestas de la gobernanza energética.

Cierto es que la reforma institucional y la política petrolera deben responder a los retos de una apertura controlada, es decir que garantice una participación del Estado en la renta petrolera así como el incremento de las reservas probadas. Sin embargo deben ir acompañadas con una verdadera política de protección del medio ambiente, que incluya el tratamiento de los impactos ambientales negativos generados directa e indirectamente por las actividades petroleras. Así es como, el mejoramiento de la gobernanza energética, por una mayor eficacia de las estructuras de producción y regulación, responde a la necesidad de mejorar la gobernabilidad democrática, por una mayor eficacia en los procesos de redistribución social y de desarrollo humano sostenible. En ese sentido, es menester garantizar la participación de la sociedad civil en la redefinición de un nuevo modelo de desarrollo, entre otras cosas para garantizar la representación de los intereses de la población amazónica.

## Bibliografía

- Acosta Alberto (Ed.)  
1991 Ecuador: el reto de la economía mundial, Quito, Abya-Yala, ILDIS, El Duen-de.
- Acosta Alberto  
2006 "La maldita abundancia de recursos naturales: Incidencia del petróleo en la economía ecuatoriana", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador*. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 87-112.
- Araúz Luis Alberto  
2004 "Contratación petrolera ecuatoriana 1972-2003", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador*. T2. Las apuestas, Quito, FLACSO, pp. 57-65.
- Baquero Patricio  
2006 "Formulación de la política petrolera", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador*. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 137-154.
- Camou Antonio  
2001 "Estudio preliminar", in A. Camou (Ed.), *Los desafíos de la gobernabilidad*, México, FLACSO, Plaza y Valdés, pp. 15-58.
- Campodónico Humberto  
1996 *El Ajuste petrolero, Políticas empresariales en América Latina de cara al 2000*, Lima, DESCO, 356 p.
- Campodónico Humberto  
2004 *Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina*, Santiago de Chile, CEPAL, 115 p.
- Commission on global governance  
1995 *Our Global Neighborhood*, New York: Oxford University Press, 1995.
- Doryan Garrón Eduardo, López Castro Grettel (Ed.)  
1992 *Transición hacia una economía no petrolera en el Ecuador: retos y perspectivas*, Quito, La Huella, INCAE.
- Falconí Fander  
2006 "Las inversiones de Estados Unidos en el Ecuador", ponencia en el Seminario internacional sobre "Las relaciones Ecuador - Estados Unidos", Quito, 26/01/2006, mimeo, 11 p.
- Falconí Fander, Ponce Juan  
2005 "¿Influyen los precios del petróleo en el alza de los Global 12? Una reflexión de coyuntura sobre el endeudamiento externo ecuatoriano", *Íconos*, 23: 9-15.
- Fontaine Guillaume (Ed.)  
2003 a *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador*. T1. Las reglas de juego, Quito, FLACSO, Petroecuador.
- Fontaine Guillaume (Ed.)  
2004 *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador*. T2. Las apuestas, Quito, FLACSO.

- Fontaine Guillaume (Ed.)  
2006 *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras.*
- Fontaine Guillaume  
2003 b *El Precio del petróleo. Conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica, Quito, FLACSO, IFEA, 530 p.*
- Fontaine Guillaume  
2005 a "Del manejo de conflictos ambientales a la institucionalización de arreglos: el aporte de las teorías de la gobernanza", in S. Florencio Abreu (Comp.), *Integración, equidad y desarrollo, Quito, FLACSO, Embajada de Brasil, Ministério das Relações Exteriores, CAF, Odebrecht, pp. 131-148.*
- Fontaine Guillaume  
2005 b "Microconflictos ambientales y crisis de gobernabilidad en la Amazonía ecuatoriana", *Íconos, 21, pp. 35-46.*
- Izko Xavier  
2004 "La consulta previa petrolera – bloques 20 y 29 de la Amazonía ecuatoriana: entre el desafío y la nostalgia", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T2. Las apuestas, Quito, FLACSO, pp. 187-228.*
- Jezic Tamara  
2001 "Ecuador: The Campaign against Texaco Oil", in D. Cohen et al., *Advocacy for social justice. A global action and reflection guide, Washington D. C., Oxford America, Advocacy Institute, pp. 185-202.*
- Jijón Víctor Hugo  
2006 "Geopolítica del petróleo, desarrollo e integración en América Latina", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 27-42.*
- Larrea Carlos  
2006 "Petróleo y estrategias de desarrollo en el Ecuador: 1972-2005", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 57-68.*
- Llanés Henry  
2006 *Oxy. Contratos petroleros. Inequidad en la distribución de la producción, Quito, H. Llanés, 2006.*
- López Víctor  
2004 "Para entender el conflicto entre Sarayacu, Estado y empresas operadoras del bloque 23", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T2. Las apuestas, Quito, FLACSO, pp. 153-170 et 257-263.*
- Melo Mario  
2006 "Hacia una política petrolera orientada al cumplimiento de los derechos humanos", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 287-298.*
- Ministerio de Economía y Finanzas  
2005 *Política económica y la propuesta de reforma del FEIREP, Quito, mimeo.*
- Ministerio de Economía y Finanzas  
2006 *Ley reformativa a la ley de hidrocarburos. Recuperación del equilibrio económico de los contratos petroleros, Quito, mimeo.*
- Ministerio de Energía y Minas  
2004 "Sector energético ecuatoriano", Quito, República del Ecuador, Ministerio de Energía y Minas.
- Mora Contreras J.  
1997 "Redefinición de la industria petrolera latinoamericana en el entorno de la globalización: el caso de la industria petrolera venezolana", in *Memorias de CLADEA 1997 XXXII. Asamblea Anual, Octubre 8-10, Monterrey, México, México, Mc Graw Hill, pp. 49 - 62.*
- Naranjo Marco  
2006 "Auge petrolero y enfermedad holandesa en el Ecuador", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 69-86.*
- Narváez Iván  
2004 *Derecho ambiental y sociología ambiental, Quito, Editora Jurídica Cevallos, 522 p.*
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía)  
2002 "Sistema de Información Estadística Energética", Quito, OLADE.

Parreño Lenín

- 2005 "Ecuador: algunas consideraciones sobre las reformas a la Ley de Responsabilidad Fiscal", Quito, mimeo.

Petroecuador

- 1997 25 años de exportación del crudo oriente. Pasado y futuro del petróleo en el Ecuador, Quito, Petroecuador, Unidad de relaciones institucionales, 122 p.

Petroecuador

2002. Informe estadístico de la actividad hidrocarburífera del país. Estadística de la industria petrolera 1972-2001, Quito, Unidad de planificación corporativa, CD-Rom.

Petroecuador

- 2005 Informe Estadístico 2004, Quito, Petroecuador, Unidad de planificación corporativa, 164 p.

Philip George

- 1982 Oil And Politics en Latin America. Nationalist Movements and State Companies, Cambridge, Cambridge University Press, 572 p.

Prats Joan Oriol

- 2003 "El concepto y el análisis de la gobernabilidad", *Instituciones y Desarrollo*, 14-15.

República del Ecuador

- 2006 "Programa de acción de convergencia - CAN", Quito, mimeo.

Reyes Fernando

- 2006 "La recuperación mejorada de petróleo: una alternativa productiva y de sustentabilidad ecosistémica", in G: Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador*. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 123-136.

Spurrier Walter

- 2006 "Comentarios en torno a la apertura petrolera", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador*. T3. Las ganancias y pérdidas, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 155-167.

TCA (Traité de Coopération Amazonienne)

- 1991 Amazonía sin mitos. Informe de la Comisión sobre desarrollo y medio ambiente para Amazonía, Washington D. C., TCA, BID, PNUD, 114 p.

Tirado Soria Rodrigo (Ed.)

- 2004 Directorio energético del Ecuador, Quito, Richisarm, 210 p.

Yanza Luis

- 2004 "El juicio a Texaco. Las apuestas para el Ecuador", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador*. T2. Las apuestas, Quito, FLACSO, pp. 37-44 et 244-246.

## Anexos

## Anexo 1 a.

**Contratos de participación: método de cálculo de la participación del Estado  
en la producción de petróleo crudo**

Campo o bloque	Empresa	L1 (b/d)	L2 (b/d)	X <sub>1</sub> (%)	X <sub>2</sub> (%)	X <sub>3</sub> (%)
Tarapoa	AEC Ecuador	Variable	< 15.000	50	21	30
18 B-Fanny	AEC Ecuador	Variable	< 15.000	50	21	30
Mariann 4 A	AEC Ecuador	< 5.000		50	21	27
24	Burlington	< 30.000	< 60.000	12,5	14	18,5
1	Canadá Grande < 2.500	< 1.000 13,6	24,5	30		
23	CGC	< 30.000	< 50.000	19	21	40
27	City Oriente	< 30.000	< 60.000	21	31	50
11	CNPC	< 15.000	< 25.000	23	33	43
18	Ecuador TLC	< 35.000	< 45.000	25,8	26,1	29
3	EDC	< 30.000	< 60.000	86,5	85	80,5
14	Encan Ecuador	< 6.000	< 12.000	13	14,5	30
17	Encan Ecuador	< 6.000	< 12.000	14,5	15	30
15	Occidental	< 14.000	< 30.000	16,5 – 20	21 – 25	30 – 40
Limoncocha	Occidental	< 5.000	< 12.000	60	63,7	70
Eden Yuturi	Occidental	< 25.000	< 45.000	20	27	35
21	Perenco	< 30.000	< 60.000	32,5	40	40
7	Perenco	< 5.000	< 10.000	23,8	25,8	35
Coca Payamino	Perenco	< 9.000	< 15.000	30	35	38
31	Petrobras	1	<60.000	19,5	20	20
16	Repsol-YPF	< 20.000	< 40.000	15,26	23	40
Bogi Capirón	Repsol-YPF	< 5.000	< 15.000	16,2	22	32

Elaboración del autor. Fuente: David Correa House, 24/10/2004.

**Anexo 1 b**  
**Contratos de participación: resultados para 2004 (crudo fiscalizado)**

Campo o bloque	Empresa operadora	Producción de crudo * fiscalizado (barriles)		Participación (%)	
		Estado	Empresas privadas	Estado	Empresas privadas
Total		26.023.779	69.659.033	27,2	72,8
Limoncocha	Occidental	1.501.206	961.766	61,0	39,0
Bloque 18	Ecuador TLC	3.202.422	3.290.137	49,3	50,7
Coca Payamino	Perenco	724.123	1.689.621	30,0	70,0
18 B-Fanny	AEC Ecuador	1.433.195	3.358.884	29,9	70,1
Tarapoa	AEC Ecuador	4.773.989	12.015.327	28,4	71,6
Eden Yuturi	Occidental	7.466.669	19.461.594	27,7	72,3
Mariann 4 A	AEC Ecuador	4.970	13.437	27,0	73,0
Bloque 7	Perenco	445.751	1.423.853	23,8	76,2
Bloque 16	Repsol-YPF	2.929.950	12.033.279	19,6	80,4
Bogi Capirón	Repsol-YPF	433.973	1.790.617	19,5	80,5
Bloque 15	Occidental	1.585.328	6.878.321	18,7	81,3
Bloque 27	City Oriente	139.177	687.637	16,8	83,2
Bloque 17	Encan Ecuador	196.461	1.158.445	14,5	85,5
Bloque 1	Canadá Grande	5.879	37.348	13,6	86,4
Bloque 14	Encan Ecuador	142.617	954.439	13,0	87,0
23	CGC	0	0	0	0,0
11	CNPC	0	0	0	0,0
3	EDC	0	0	0	0,0
21	Perenco	0	0	0	0,0
31	Petrobras	0	0	0	0,0
24	Burlington	0	0	0	0,0

## Anexo 2

## Participación del Estado en la producción de crudo fiscalizado por campo (año 2004)

Campo o bloque	Empresa operadora	Producción de crudo * fiscalizado (barriles)		Participación del Estado (%)
		Estado	Empresas privadas	
Total		26.023.779	69.659.033	27,20
24	Burlington	0	0	0,00
23	CGC	0	0	0,00
11	CNPC	0	0	0,00
3	EDC	0	0	0,00
21	Perenco	0	0	0,00
31	Petrobras	0	0	0,00
14	Encan Ecuador	142.617	954.439	13,00
1	Canadá Grande	5.879	37.348	13,60
17	Encan Ecuador	196.461	1.158.445	14,50
27	City Oriente	139.177	687.637	16,83
15	Occidental	1.585.328	6.878.321	18,73
Bogi Capirón	Repsol-YPF	433.973	1.790.617	19,51
16	Repsol-YPF	2.929.950	12.033.279	19,58
7	Perenco	445.751	1.423.853	23,84
Mariann 4 A	AEC Ecuador	4.970	13.437	27,00
Eden Yuturi	Occidental	7.466.669	19.461.594	27,73
Tarapoa	AEC Ecuador	4.773.989	12.015.327	28,43
18 B-Fanny	AEC Ecuador	1.433.195	3.358.884	29,91
Coca Payamino	Perenco	724.123	1.689.621	30,00
18	Ecuador TLC	3.202.422	3.290.137	49,32
Limoncocha	Occidental	1.501.206	961.766	60,95

Elaboración del autor. \*Fuente: Petroecuador, 2004: 42-43.

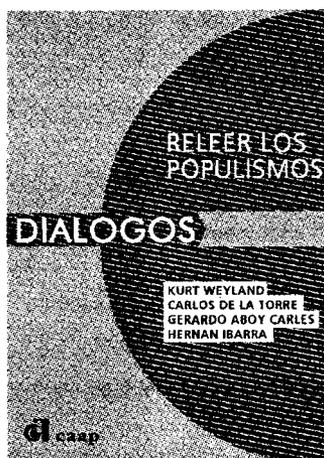
## RELEER LOS POPULISMOS

**Kurt Weyland**

**Carlos de la Torre**

**Gerardo Aboy Carles**

**Hernan Ibarra**



Esta edición de la serie Diálogos intenta desentrañar esos "Vacíos Políticos", en los que emergen los populismos y la apropiación que el líder populista hace de estos escenarios, así como contribuir al esclarecimiento de un concepto que según A. Moreano, "A transitado con éxito desde las ciencias sociales hacia el sentido común".

A decir de muchos, el populismo es un fantasma que recorre América Latina, con nuevas formas y en otros contextos a los estudios clásicos sobre este fenómeno, lo que permitiría distinguir a un viejo populismo de un actual Neo-Populismo. En todo caso estamos frente a un concepto ambiguo que parece haber conspirado para podernos explicar mejor momentos cruciales de la historia política.