

La guerra del fuego
Políticas petroleras y
crisis energética en
América Latina

Guillaume Fontaine y Alicia Puyana, Coordinadores

La guerra del fuego

Políticas petroleras y crisis energética en América Latina



© 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

Ministerio de Cultura del Ecuador

Avenida Colón y Juan León Mera

Quito-Ecuador

Telf.: (593-2) 2903 763

www.ministeriodecultura.gov.ec

ISBN:

Cuidado de la edición: Paulina Torres

Diseño de portada e interiores: Antonio Mena

Imprenta: Crearimagen

Quito, Ecuador, 2008

1ª. edición: marzo, 2008

Índice

Presentación	9
Introducción La investigación latinoamericana ante las políticas energéticas	11
<i>Guillaume Fontaine y Alicia Puyana</i>	
PRIMERA PARTE CONTEXTO INTERNACIONAL	
Ventajas para la integración energética de América del Sur	33
<i>Jesús Mora Contreras</i>	
El rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela	53
<i>Marc Le Calvez</i>	
Nuevas tendencias en la seguridad energética mundial y sus impactos en América Latina	75
<i>Bertha García Gallegos</i>	
SEGUNDA PARTE DIMENSIONES ECONÓMICAS Y FINANCIERAS	
Mercado mundial de dinero y renta petrolera (1997-2007)	97
<i>Carlos Morera Camacho y José Antonio Rojas Nieto</i>	

El petróleo y el crecimiento económico mexicano: ¿Un recuento de oportunidades perdidas?	129
<i>Alicia Puyana y José Romero</i>	
 Evolución y perspectivas del <i>upstream</i> de gas natural en Bolivia	147
<i>Mario García Molina y María Fernanda Murcia</i>	
 TERCERA PARTE	
PROBLEMAS SOCIALES	
 ITT: un problema de gobernanza para el Ecuador	169
<i>Guillaume Fontaine</i>	
 La reorganización de Petróleos Mexicanos. Visiones encontradas sobre la gobernanza de una empresa pública (1989-2006)	195
<i>Isabelle Rousseau</i>	
 CUARTA PARTE	
CONFLICTOS AMBIENTALES	
 (In)sostenibilidad de los hidrocarburos en la cuenca amazónica peruana	219
<i>César Leonidas Gamboa Balbín</i>	
 Gobernanza ambiental, conservación y conflicto en el parque nacional Yasuní	241
<i>Paúl Cisneros</i>	
 Huaorani: mundos paralelos, mundos superpuestos y submundos	259
<i>Iván Narváez Q.</i>	
 Presentación de los autores	285

Presentación

Con oportunidad del cincuentenario de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) y del Congreso Latinoamericano y Caribeño de Ciencias Sociales, en Quito, el Observatorio Socioambiental de la Sede Ecuador organizó un simposio sobre “Energía, ecologismo y desarrollo”, del 29 al 31 de octubre de 2007. Este simposio reunió a economistas, sociólogos, politólogos, abogados y antropólogos que investigan los determinantes, las modalidades y las implicaciones de las políticas petroleras en México, Venezuela, Colombia, Perú, Bolivia y el Ecuador.

Sus contribuciones alimentaron una reflexión colectiva en torno a tres problemáticas: ¿qué caracteriza la gobernanza energética en la región andina y en México? ¿cuáles son los factores internacionales determinantes de las políticas petroleras en estos países? ¿cómo enfrentan estas políticas los riesgos sociales y ambientales generados por las actividades hidrocarbúferas a nivel local?

El material reunido en este libro pretende aportar, con el mayor rigor científico, a una discusión poco desarrollada en América Latina. Tras una primera discusión durante el simposio, los textos aquí presentados fueron revisados por lectores anónimos y discutidos con los coordinadores previo su publicación. El libro analiza sucesivamente el contexto internacional y la crisis energética contemporánea, las dimensiones económicas y financieras del mercado petrolero, los problemas sociales enfrentados en particular por las empresas estatales y los conflictos ambientales por la explotación de hidrocarburos en la región amazónica.

En la configuración actual de las relaciones de fuerzas a nivel internacional, el petróleo y el gas natural constituyen apuestas estratégicas tanto para quienes lo importan como para aquellos que lo exportan. De su control depende la seguridad de los Estados. De su precio depende la economía de los países. De su manejo depende el bienestar de la gente. La lucha global por el petróleo evoca, en ese sentido, la guerra del fuego en la edad del paleolítico, imaginada por el cineasta Jean-Jacques Annaud. De ahí el título de este libro.

Adrián Bonilla
Director
FLACSO-Sede Ecuador

Comité editorial

Coordinadores:

- Guillaume Fontaine, FLACSO (Ecuador),
- Alicia Puyana, (FLACSO México)

Evaluadores externos:

- Humberto Campodónico, Universidad Mayor San Marcos (Perú)
- Pedro Galindo, Escuela de Administración Pública (ESAP) (Colombia)
- Eduardo Gudynas, Centro Latinoamericano de Ecología Social (Uruguay)
- Jorge Horbath, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) (México)
- Carlos Mora, Pontificia Universidad Católica (Perú)
- Francisco Neira, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) (Ecuador)
- Laura Rival, Universidad de Oxford (Reino Unido)
- Geert van Vliet, Centro de Cooperación Internacional en Investigación Agronómica para el Desarrollo (CIRAD) (Francia)

Introducción

La investigación latinoamericana ante las políticas energéticas

Guillaume Fontaine
Alicia Puyana*

Los vacíos en el estudio de los problemas energéticos en América Latina

Para América Latina, es de gran importancia el estudio de las relaciones que, a lo largo de más de cien años, se han creado entre los hidrocarburos, como principal fuente de energía, la sociedad y el medio ambiente. El petróleo, el combustible más versátil conocido hasta la fecha, transformó las economías al liberar la ubicación de los procesos productivos en la inmediatez de las fuentes de energía y al modificar los modelos de transporte; con la petroquímica abrió nuevos derroteros a la tecnología al intensificar la sustitución de productos naturales con bienes sintéticos. Todo condujo a crear una estructura productiva mundial altamente consumidora de crudo. Este proceso fue posible gracias al sistema de concesiones y la inexistencia de un verdadero mercado petrolero. Por las concesiones existentes hasta entrada la década de los años setenta, las empresas productoras de crudo controlaban toda la cadena de valor del petróleo, desde la exploración y la producción del último producto petroquímico hasta la venta a los consumidores intermedios y finales, en el caso de las gasolinas. En este sistema de total integración vertical, las cotizaciones del crudo manejadas por las empresas productoras no reflejaban su valor, eran solamente unidades contables que debían asegurar, por un lado, la captación

* Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, sedes Ecuador y México.

de la mayor parte de la renta a estas empresas y, por el otro, la máxima rentabilidad a todas las etapas productivas post extracción.

Así, el paso del carbón al petróleo constituye una revolución tecnológica cuyos efectos son visibles hoy en día y marcan los parámetros de muchos aspectos de las relaciones económicas y políticas internas y externas de muchos países. La problemática en torno a estas relaciones cubre las más diversas áreas de la actividad social y de las ciencias humanas, las sociales, y de las llamadas “ciencias duras”, como la geología, la química o la física, por no nombrar sino unas. En todas las áreas se enfrentan grupos con intereses conflictivos que, en ocasiones, amenazan la estabilidad política nacional o internacional. Están, por un lado, los intereses de los países dueños de los recursos, que buscan maximizar los ingresos provenientes de la extracción y exportación de hidrocarburos y prolongar la vida de las reservas y, por el otro, los países importadores para los cuales la seguridad energética se traduce en el suministro de crudo garantizado y a precios bajos; las empresas multinacionales, para las cuales la racionalidad se sustenta en lograr el acceso más libre posible a las reservas, producir aceleradamente para recobrar inversiones y pagar la menor renta factible, para elevar la tasa interna de retorno.

Al interior de los países los conflictos de interés se manifiestan entre los consumidores y los Estados, en torno a los precios, si los internacionales o los que reflejen el costo de producción más una tasa de rentabilidad media, o con subsidios de diverso tipo y en torno al monto de la renta, su distribución y su uso. Hoy es evidente que la diversificación de las fuentes de energía, con la mezcla de gasolina con bioenergéticos en la combustión automotriz, ha creado nuevos conflictos, puesto en el escenario energético nuevos actores y hecho más compleja la gobernanza de este sector. Son los nuevos conflictos de interés entre los productores y los consumidores de los productos alimenticios utilizables como carburantes y entre, por un lado, combatir el cambio climático y preservar el medio ambiente y, por el otro, preservar el modelo de producción y consumo intensivo en energía. Se elevará el precio de los productos biocombustibles y cambiará el uso de la tierra agrícola. Los efectos de este cambio de la matriz energética, por marginal que sea, son aún desconocidos, aunque cada vez parece más evidente que no habrá ni ahorro de energía ni reduc-

ción de emisiones contaminantes ni desaceleración del cambio climático y sí se aviva el peligro de la deforestación masiva de áreas que se dedicarán a la producción de bioenergéticos y, no menos importante, pueden intensificarse la desnutrición y las hambrunas. En la ecuación entre seguridad energética y seguridad alimentaria, parecería que es más importante la primera. Los efectos sociales y políticos del rumbo que la solución a estos conflictos parece tomar no son claros pero sí alarmantes.

Desde la perspectiva de las ciencias sociales, son varios los temas de preocupación y reflexión. Nuevos unos, otros viejos no del todo resueltos y algunos que surgen y resurgen sin que mucho de las experiencias vividas sea rescatado y aplicado para no repetir errores. Los problemas que hoy resaltan como los más urgentes tienen que ver con la definición de quién o cuáles son los agentes y los criterios más indicados para responder, en torno a los recursos energéticos no renovables, preguntas claves que afectan a toda la sociedad: ¿cuánto se ha de explorar y en dónde? ¿qué volúmenes extraer y cómo distribuir la producción entre el mercado interno y el externo? ¿qué formas de apropiación y uso de la renta petrolera adoptar? etc. Está pendiente establecer si son la tasa de retorno y la maximización de la renta los criterios definitorios para responder los anteriores interrogantes y los que satisfacen los intereses de la sociedad, por un lado, y de los inversionistas, por el otro. Los interrogantes planteados son problemas de orden político que, en ocasiones, parecen dividir las sociedades y convertirse en factores de conflicto o desencuentro, que sobrepasan las fronteras de los Estados nacionales, ya que se han encerrado en el marco de la seguridad energética, un aspecto crucial en la política internacional de todos los países y muy críticamente de los desarrollados, la mayoría de ellos dependientes de las importaciones de hidrocarburos.

Las soluciones que se den a los conflictos dependen del papel y significado otorgado al petróleo y a la energía en la política y en la economía de cada país. ¿Es el crudo patrimonio de la nación y factor central del desarrollo socioeconómico de los países, como se consagra en América Latina y tiene su máxima expresión en México, Venezuela y Bolivia? ¿o es otra materia prima, como las demás generadora de divisas e ingresos fiscales, como en Colombia, el Reino Unido o Canadá? ¿es la energía un bien público, que satisface una necesidad básica, y que, por lo tanto, no

puede ser regulado por el mercado exclusivamente? ¿o es simplemente un negocio como cualquier otro, cuyo desarrollo debe dejarse en las manos y a decisión exclusiva de los inversionistas privados?

Hoy vemos en diversas regiones del orbe, el retorno del nacionalismo en el manejo de los recursos no renovables y el resurgimiento de contradicciones que parecían acabadas con el fin de la guerra fría y el dominio del capitalismo en el mundo. Es necesario ampliar el análisis del nacionalismo, entendido como la defensa de los intereses nacionales. En torno a los energéticos, proponemos que el nacionalismo tiene dos expresiones: una, la de los países dueños de las reservas, que hoy propugnan por un mayor control estatal de la industria y por contratos con mejores términos; y la otra, la de los países importadores, que esgrimen la seguridad energética como razón para oponerse a las nuevas políticas de varios países exportadores de hidrocarburos, Bolivia, Venezuela, China y Rusia, entre otros.

En este juego de intereses nacionales, se entrecruzan los nuevos temas y los nuevos actores. Unos tienen que ver con los efectos del cambio climático, ocasionado por los efectos derivados de la elevada intensidad energética y de hidrocarburos de las estructuras productivas y de consumo del modelo económico imperante y las demandas por la contención del cambio climático. Se enfrentan aquí los países desarrollados con su elevadísimo consumo de energía por habitante y los que están en desarrollo. La pregunta es doble: ¿cómo distribuir los costos del calentamiento global ya registrado y los de reducir las emisiones futuras para revertir el daño acumulado? ¿cómo financiar el crecimiento “verde” de los países en desarrollo, considerando que los hoy desarrollados no tuvieron ese costo cuando trasegaban por niveles de bienestar similar? Otros dilemas en la mesa de discusiones se refieren al daño ecológico y social de extender la exploración y explotación de recursos a nuevas, remotas y extensas áreas, como la cuenca amazónica y en aguas profundas.

Hoy, como hace más de 30 años, surge la preocupación en torno a los efectos sobre la economía mundial y la de los países exportadores, del incremento de los precios del petróleo desde el 2001; y se intensifican los temores sobre el agotamiento de reservas de crudo barato por fuera del Medio Oriente. Todas estas interrogantes impactan las todavía no muy bien conocidas y entendidas relaciones entre la energía y la sociedad.

En el actual panorama energético mundial y ciertamente latinoamericano, que recuerda el vivido en los años setenta, se han avivado las preocupaciones en torno a la sustentabilidad de una matriz energética compuesta en un 85 % de hidrocarburos (carbón, petróleo y gas natural), especialmente considerando que en la etapa de desarrollo de todos los países de la región, el mayor crecimiento económico, y el paso a niveles superiores de ingreso y consumo significa mayor demanda de energía por unidad de producto y por habitante. Se discute igualmente, cómo manejar la renta petrolera, de importante peso en ciertas economías y evitar las distorsiones estructurales que ésta induce y las generadas por la inestabilidad de los precios. Bien sabido es que los cambios en las cotizaciones externas del crudo, positivos o negativos, generan crisis y caídas de la actividad económica de los países exportadores.

Preocupa hoy, como hace tres décadas o más, la dependencia tecnológica y financiera de la industria petrolera latinoamericana, respecto de los actores transnacionales (empresas y organismos financieros), la cual tiene que ver con los términos contractuales y el papel otorgado a los entes nacionales públicos encargados del sector. Superar esa dependencia tecnológica, especialmente en exploración y desarrollo, pero también en petroquímica, no es factible sin una decisión política que estimule y financie la construcción de las sofisticadas plataformas tecnológicas. En virtud de que la tecnología, por su alto riesgo no se negocia libremente en el mercado, está amparada por patentes y porque constituye el instrumento de competencia de las multinacionales, su transferencia no se realiza ni siquiera en los esquemas de riesgo compartido como los que se aplican en Colombia desde los años setenta y están vigentes en los mega campos de Cuisana y Cupiagua de British Petroleum. Es aún menor la posibilidad de transferencia de tecnología y aprendizaje en el sistema de contratación de los servicios de exploración y desarrollo adoptados por otros países.

Finalmente, se han reanimado los conflictos entre sectores extractivos y conservacionistas, empresas y comunidades. Todos estos temas deben ser discutidos, apreciados y comprendidos, con enfoques pluralistas y desde las perspectivas de las diversas disciplinas y de los grupos de intereses involucrados, al menos, para acercarse a la formulación de políticas adecuadas que permitan superar los obstáculos en la definición de las

políticas públicas, caracterizadas por inestabilidad y oscilaciones pendulares, entre los extremos de un horizonte que se extiende desde la plena liberalización y apertura al capital privado hasta el total estatismo nacionalista. Hay múltiples opciones intermedias que pueden establecer equilibrios más estables al satisfacer a más grupos de intereses.

Escasez de información calificada

Ante la magnitud de los retos planteados, enfrentamos dos obstáculos serios. Por una parte, una dramática escasez de información calificada y, por la otra, la falta de estudios de alto rigor científico y metodológico. La disponibilidad de información sobre energía, pero muy especialmente sobre el petróleo, ha atravesado varias etapas y su trayectoria tiene que ver con el carácter estratégico y político otorgado por empresas y Estados. Las reservas y los costos de producción se han manejado, hasta mediados de los años noventa en algunos casos, como información secreta, de alto valor estratégico en el panorama nacional e internacional. Los gobiernos de los países productores usaron la información como mecanismo de negociación de deuda y las reservas como colateral de créditos, inflando las reservas para lograr mayores préstamos. Las empresas, privadas y públicas, ocultaban datos sobre costos de exploración, desarrollo, producción, productividad por pozo, éxito exploratorio y riesgo geológico, entre otros. Las autoridades hacendarias y los bancos centrales no presentaban con claridad sus apreciaciones sobre precios futuros, base de la programación de los ingresos fiscales y de la política cambiaria. Las empresas estatales tienden a ocultar costos y tratamientos privilegiados a los trabajadores. Se han ganado, ciertamente, espacios importantes y se han efectuado avances en oportunidad y transparencia en la información. Pero aún quedan vacíos, problemas que dificultan la investigación académica y objetiva y la formulación de políticas.

En los años setenta, ochenta y parte de los noventa era en extremo difícil realizar estudios sobre el sector energético, en general, y petrolero, en particular, por la limitación de la información y la cautela con que se manejaba. Gracias al Internet y, con el derrumbe del bloque socialista, a

la eliminación parcial de las barreras ideológicas que dividieron al mundo entre Oriente y Occidente, hoy se cuenta con abundante y oportuna información, en bases de datos que se pueden agrupar en dos universos. Por un lado, las creadas con la abundante información institucional, procedente de los gobiernos, las empresas estatales y las agencias internacionales como el Departamento de Estado y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA), la Agencia Internacional de Energía (IEA), el Consejo Mundial de Energía, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), etc. Por otro lado, la producción, muy heterogénea, procedente de la prensa general y las revistas especializadas, así como los informes de consultores y redes de activistas. Esta información circula muy bien y en cantidades abrumadoras, gracias al Internet y puede, en cierta medida, considerarse una fuente legítima de conocimiento, aunque no siempre tiene la objetividad o la rigurosidad requeridas.

En efecto, la información difundida por estos medios aparece a menudo sesgada y, por varias razones, la validez de los datos puede ser cuestionada. Una falla principal es la indeterminación en torno a los criterios de presentación de los datos y lo que éstos realmente reflejan, por lo cual se pueden generar distorsiones importantes en las cifras y en sus interpretaciones. Tal es el caso de la información sobre las reservas y su clasificación en probadas, probables, posibles y remanentes. También es clara esta deficiencia en la apreciación y estimación de la renta petrolera, por ejemplo, y de los impactos de los precios del petróleo sobre la inflación mundial. En la actualidad, se enfatiza la escalada de los precios nominales del crudo y se omite presentarlos en términos reales o mencionar el impacto de la devaluación del dólar sobre las cotizaciones o sobre los términos de intercambio del crudo.

Tampoco cabe duda de que la información es objeto de cierta manipulación, que puede generar contrasentidos en el análisis, especialmente cuando se trata de tópicos de alta sensibilidad política como en el caso de las declaraciones de los jefes de Estado, sobre temas de alto valor simbólico, como pueden ser por ejemplo los alcances de la integración regional o de las nacionalizaciones petroleras ocurridas en los últimos años en Venezuela, Bolivia y el Ecuador.

En segundo lugar, la producción académica en América Latina es incipiente y de calidad desigual, lo cual contrasta con la abundancia de textos de referencia disponibles en Estados Unidos y los países de la Unión Europea. En efecto, una búsqueda simple de referencias sobre las políticas energéticas (y temas afines como las energías alternativas, las políticas petroleras, etc.) arroja apenas algunas docenas de entradas en las principales bibliotecas universitarias de México, Argentina y la región andina. En cambio, en las bibliotecas de las Universidades de Rutgers y Yale (Estados Unidos) o Cambridge (Reino Unido) brindan cientos de libros, editados tan sólo en la última década. Por otra parte, América Latina ofrece muy pocos programas de formación de postgrado y de investigación en políticas energéticas, lo cual contrasta evidentemente con la abundancia de carreras de ingeniería en minas, electricidad y petróleo. En cambio, en las universidades de Harvard, Maryland y Delaware (Estados Unidos), Calgary (Canadá) o Grenoble (Francia), por ejemplo, estos programas están institucionalizados y cuentan con recursos regulares para consolidar sus líneas de trabajo.

Problemas epistemológicos

La evolución de los estudios sobre energía en América Latina refleja el carácter especial que se ha otorgado a este bien público. En años anteriores abundaban los estudios realizados desde una óptica impregnada de ideología y desde la óptica de la dependencia y la dominación imperial. Hoy, parecería abrirse el camino a nuevos paradigmas que emergen de las recomendaciones de los organismos multilaterales sobre las reformas estructurales y de las innovaciones del neo-institucionalismo. A todo lo anterior hay que agregar la dificultad de ubicar el estudio de las relaciones entre energía, ambiente y sociedad en una disciplina o un ámbito académico específico.

Las ciencias sociales latinoamericanas tratan los problemas energéticos y ambientales como meros problemas económicos, sin preocuparse con la suficiente profundidad por las dimensiones sociales y políticas. No debe sorprender por lo tanto que los principales estudios disponibles sobre la

integración energética, el cambio de matriz energética o la lucha contra el efecto invernadero en la región procedan de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión Económica para América Latina (CEPAL).¹ Por lo demás, entre los pocos académicos latinoamericanos especializados en aquellos temas reina la división y el desconocimiento mutuo. De manera general, los estudios ambientales suelen preocuparse por las dimensiones negativas de las actividades petroleras, mientras que la economía suele dejarlas de lado; los estudios políticos suelen limitar los problemas de los conflictos ambientales a problemas de funcionamiento del sistema institucional, mientras los trabajos que proceden de la antropología o la sociología los estudian sin preocuparse mucho por sus dimensiones institucionales; etc. De ahí, nace una confusión ante lo que se pretende analizar: ¿procesos de toma de decisiones y ejecución de políticas públicas? ¿fenómenos ecológicos y económicos globales? ¿conflictos locales, nacionales o transfronterizos?, etc.

Estas dificultades no son del todo nuevas para los científicos sociales, acostumbrados a arbitrar entre la extrema especialización y la diversificación de los estudios (teóricos o empíricos). Sin embargo, en el caso que aquí preocupa, se añade el hecho de que no se cuenta con una base epistemológica sólida en la cual apoyar la discusión. Tampoco queda claro, a la hora de debatir sobre uno de estos puntos, quién habla, es decir desde qué disciplina, con qué marco teórico y conceptual, sobre la base de qué métodos de investigación. Ello genera a su vez cierta cacofonía en los debates, en los cuales, en el mejor de los casos, cada representante de una disciplina intenta encontrar un lenguaje común alrededor de datos empíricos y cifras hipotéticamente objetivas. En otras ocasiones, los intercambios se vuelven aporéticos y no generan conocimiento nuevo, dejan eso sí, un sin sabor por ejemplo frente a la reproducción acrítica de discursos literalmente copiados del Internet o de estadísticas desactualizadas.

1 La OLADE publica informes anuales sobre la situación energética regional, e estudios temáticos sobre temas afines, muchos de los cuales son disponibles en acceso gratis en su sitio web: www.olade.org. La CEPAL publica documentos de trabajo y *policy papers* en dos principales series: "Recursos naturales e infraestructura" y "Medio ambiente y desarrollo", igualmente disponibles en su sitio web: www.eclac.cl.

Las cuatro dimensiones de la gobernanza energética

Sin pretender superar todos los problemas antes mencionados, la presente obra parte de un enfoque interdisciplinario para ofrecer perspectivas complementarias o contrapuestas, y formular análisis que respondan a las preocupaciones de la sociedad. La discusión que aquí se presenta, involucra a economistas, sociólogos, juristas, politólogos y antropólogos, y se ubica en un espacio en el cual se articulan lógicas de acción sociales, institucionales y empresariales. Cada contribución alimenta así una reflexión colectiva en torno a tres problemáticas centrales: ¿qué caracteriza la gobernanza energética en la región andina y en México? ¿cuáles son los factores internacionales determinantes de las políticas nacionales en estos países? ¿cómo enfrentan estas políticas los riesgos sociales y ambientales generados por las actividades hidrocarburíferas a nivel local?

Estas preguntas atraviesan en diversos puntos las cuatro dimensiones que estructuran el campo de la gobernanza energética. De manera general, no existe un consenso alrededor de las dimensiones energéticas de la gobernanza global. Ello se debe, en parte, a que el mismo concepto *gobernanza* (traducción del inglés *governance*), es objeto de discusión, entre académicos y entre las principales agencias multilaterales de desarrollo en el mundo. Sin entrar en la polémica, nos limitaremos aquí a dar una definición operativa de gobernanza energética, antes de recordar los principales elementos que llaman la atención de las agencias involucradas en su aplicación. Definimos la gobernanza energética como un sistema que regula y orienta las interacciones entre el Estado, el mercado y la sociedad en el ámbito energético, a través de normas legales, políticas públicas e instituciones de ejecución y control. Al separar los aspectos políticos, económicos, sociales y éticos de las políticas petroleras, proponemos un método analítico que nos libre de cualquier juicio de valor ni caer en la tentación de definir la “buena gobernanza” como un modelo universal, tal y como se propone desde la óptica de ciertas organizaciones multilaterales. Hecha esta reserva semántica, podemos identificar los principales problemas que enfrentan los actores de las políticas energéticas.

Por un lado, parece haber consenso en que el acceso a fuentes de energía a bajo costo sea considerado como una necesidad básica en la lucha

contra la pobreza y para el mejoramiento de las condiciones de vida, según lo manifiestan las instituciones multilaterales. Ello implica que los gobiernos y organismos internacionales consientan un esfuerzo importante para satisfacer las necesidades de unos 2.000 millones de personas en el mundo, que hasta la fecha no disponen de estas fuentes de energía (aunque precios baratos de energía pueden contradecir los objetivos de ahorro y conservación y de control del cambio climático). No obstante la confusión sobre las cifras, parecería haber acuerdo en que las reservas mundiales de hidrocarburos deberían alcanzar para satisfacer la creciente demanda de energía – particularmente en los países emergentes y en países en desarrollo – hasta el 2025 (UNDP-UNDESA-World Energy Council, 2000) aunque a mayores precios que en el pasado. Por otro lado, la satisfacción de esta creciente demanda implica realizar inversiones masivas para adecuar las infraestructuras de producción y de transporte de energía (Willems y Pershing, 2002). Ahora bien, este objetivo tan sólo se lograría mediante alianzas estratégicas entre los sectores privado y público, a través de nuevos mecanismos que apoyen las políticas públicas, la lógica de mercado, los objetivos de desarrollo nacional y las inversiones directas privadas (UNDP, 2002)

En la década de los años noventa, y como secuela del avance de las reformas estructurales y el retraimiento del Estado, se observó una relación directa entre el monto de inversiones extranjeras directas y la aplicación de reformas en la gobernanza energética, que mejoren la regulación de las inversiones privadas, creen autoridades autónomas de control, garanticen la repartición de las ganancias y amparen la privatización de los activos públicos con la conformación de un mercado interno competitivo (USAID, 2002). Los investigadores enfrentan hoy dos interrogantes mayores respecto de la eficacia del sistema de gobernanza energética en América Latina

Por una parte evaluar con objetividad el impacto de las reformas de los años noventa, en el desarrollo sectorial y en la consolidación de las buenas prácticas de gobernanza. Hay que recordar que en muchos países, luego de las reformas y la apertura al capital privado, no se efectuaron las inversiones requeridas para ampliar la capacidad productiva y, en el sector eléctrico, no se ampliaron las redes de transmisión y distribución. En

muchos países hay desconfianza y rechazo a la privatización pues se percibe que no han sido beneficiados los consumidores.

El segundo reto es considerar en qué manera las reformas que buscan un mayor control del Estado sobre los recursos hidrocarburíferos, como en el Ecuador, en Venezuela y en Bolivia, pueden afectar la inversión extranjera directa y si la inversión estatal será suficiente para responder a las necesidades de la industria petrolera, en términos de modernización y desarrollo de infraestructuras. Este análisis debe incluir las reflexiones sobre si la única opción para garantizar el desarrollo del sector energético es mediante la apertura al capital privado y, si lo es, en qué áreas sería más importante y positivo su impacto.

Pautas para el análisis de la gobernanza energética

La estructuración del campo de la gobernanza energética se refleja en la organización de este libro. En lugar de basarse en una agrupación geográfica o temática, el texto aquí presentado, centra la discusión alrededor de reflexiones que articulan las disciplinas ya mencionadas y los enfoques teóricos adoptados por los autores.

Contexto internacional

La primera dimensión de la gobernanza energética abordada es la política. Ello implica a la vez factores endógenos y exógenos que determinan los procesos de toma de decisión y de elaboración y ejecución de políticas públicas. En este sentido se discuten tres temas de particular actualidad, que rebasan el espacio regional: la integración energética latinoamericana, que sigue un rumbo nuevo con la iniciativa Petroamérica, estrenada actualmente por PdVSA, Pemex y Petrobras; el impacto del choque de precios generado por el auge de la demanda por hidrocarburos desde 2001; y las consecuencias para América Latina de la doctrina de seguridad energética asumida desde 2001 por la administración republicana en Estados Unidos.

En *Ventajas para la integración energética de América del Sur*, Jesús Mora Contreras hace hincapié en los factores que deberían coadyuvar a la integración regional en el ámbito energético. Según Mora, América Latina ofrece varias ventajas en materia de energía que, si se consideran teóricamente de manera aislada, podrían servir como base del proceso complejo de la integración energética regional. Entre estas ventajas, destaca la suficientes reservas probadas de petróleo y gas natural al nivel regional, el derecho de propiedad pública de los hidrocarburos, la existencia de empresas petroleras estatales y el exceso de la oferta de crudos, productos refinados y gas natural, comparado con la demanda regional, lo cual garantiza excedentes exportables.

En *El rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela*, Marc Le Calvez analiza cómo el Ecuador, un productor mediano, y Venezuela, uno de los principales productores mundiales, reformaron recientemente la normativa institucional, las reglas y prácticas que enmarcan la política petrolera. Considerando que el incremento sostenido de los precios petroleros desde 2001 constituye un factor favorable para estas reformas, el autor analiza la articulación precisa entre este fenómeno externo y las temporalidades internas propias a Venezuela y el Ecuador en la formulación de su política petrolera. A partir de esta misma problemática, intenta determinar cuál es el verdadero impacto del choque generado por la demanda asiática sobre los procesos nacionales de toma de decisión.

En *Nuevas tendencias en la seguridad energética mundial y sus impactos en América Latina*, Bertha García explica que los problemas de seguridad energética no se refieren solamente al equilibrio entre oferta y demanda mundiales. Según esta autora, la comunidad mundial enfrenta nuevos desafíos en seguridad, que provienen de la relación entre energía, desarrollo sustentable y medio ambiente. En este contexto, la región latinoamericana se posiciona en la globalización con nuevos actores con potencialidad energética, nuevas redes, muchas de ellas opuestas al liderazgo de los Estados Unidos, en forma de posibles alianzas de signo nacionalista. Concluye con que la coyuntura actual favorece a los exportadores de petróleo y gas natural, sin necesariamente favorecer la integración energética regional.

Dimensiones económicas y financieras

La segunda dimensión de la gobernanza energética que nos interesa es la económica y financiera. Esta dimensión permite entender la interacción entre la globalización de los mercados y el renacimiento de los nacionalismos en la región. En este sentido, destaca la importancia de los ingresos procedentes de las actividades petroleras (gracias a la comercialización de petróleo crudo o de productos refinados), que genera una excesiva dependencia económica de los hidrocarburos, como en México y su “petrolización” de las cuentas fiscales. También es notoria la incidencia de los flujos financieros internacionales en la dimensión y estructura de la renta petrolera. Así mismo, es preocupante la evolución, a mediano plazo, de las inversiones extranjeras directas, en países como Bolivia, que modificaron de manera unilateral las reglas de juego para las empresas multinacionales.

En *Mercado mundial de dinero y renta petrolera (1997-2007)*, Carlos Morera Camacho y José Antonio Rojas Nieto observan el comportamiento de la economía mundial en la última década. Los autores se basan en algunas variables que vinculan el mercado mundial de dinero actualmente en plena transformación, y los procesos actuales de ahorro e inversión, para los cuales han sido determinantes los recursos generados por los países productores de petróleo. Señalan algunos de los fenómenos que han permitido que la tasa de ganancia de Estados Unidos se recupere a niveles similares a los de los años sesenta. Analizan las tendencias recientes en cuanto al volumen, el origen y destino de los recursos de ese mercado mundial de dinero y lo vinculan con su estimación del volumen de recursos petroleros que se sumaron a ese mercado mundial de dinero. Los recursos petroleros afectan también a los países emergentes y petroleros, entre otras cosas en su dinámica productiva y salarial.

En *El petróleo y el crecimiento económico mexicano: ¿Un recuento de oportunidades perdidas?*, Alicia Puyana y José Romero analizan los obstáculos a la modernización del sector petrolero mexicano, en particular a través de la empresa estatal Pemex. Estos autores recuerdan que México es un país petrolero de larga tradición, donde la existencia de crudo ha marcado la vida política y económica desde inicios del siglo veinte. La Constitución marcó los derroteros de la utilización de la renta, al consa-

gar el patrimonio nacional del crudo y el papel de éste como base fundamental del desarrollo, en vista de la magnitud de la renta que genera. De ser fuente de recursos para la industrialización sustitutiva, el petróleo pasó, en el nuevo modelo económico del país, a ser la fuente de financiación del gasto público corriente. La extremadamente alta carga fiscal a Pemex, permite, al mismo tiempo un amplio gasto público y un ingreso disponible de hogares y empresas elevado. Así, la renta petrolera, un impuesto sin costo político, equilibra la muy baja carga impositiva a la renta y a las utilidades del capital y un gasto, una demanda pública por bienes y servicios elevados. Los autores subrayan que la carga fiscal impide que Pemex cubra las inversiones necesarias para mantener la producción con parte de sus elevadas utilidades operativas y la obliga a recurrir a la deuda, en niveles que comprometen, actualmente, el 80 % de su capital y la vida útil de las reservas. En este juego de muchos intereses, concluyen, no ha sido posible reducir la carga fiscal a Pemex ni abrirla a la inversión privada.

En *Evolución y perspectivas del upstream de gas natural en Bolivia*, Mario García Molina y María Fernanda Murcia vuelven sobre la Ley de capitalización de 1994 para echar una luz nueva sobre la nacionalización reciente (mayo 2006) de los hidrocarburos en este país. Con esta reforma, indican, se había creado un ambiente atractivo para los inversionistas privados, que contaban con todos los medios para explorar y explotar los recursos petroleros. Así es como se logró mejorar los resultados en materia de reservas y producción. Pero fue a costa de un alto malestar social, que desembocó en una serie de conflictos sociales desde finales de los años noventa, hasta la elección de Evo Morales a la presidencia. El entorno excesivamente favorable a los inversionistas extranjeros se modificó en 2006, con la nacionalización y la nueva ley de hidrocarburos, con la cual las empresas extranjeras no tienen los mismos incentivos para invertir. El problema es que, para continuar a desarrollar la exploración, la explotación y la exportación de gas natural, Bolivia necesita incrementar (o por lo menos mantener) su nivel de reservas probadas, sin provocar el malestar social que dio al traste con las políticas previas.

Problemas sociales

La tercera dimensión de la gobernanza energética es la dimensión social. Con esto, se debe entender el complejo tejido de relaciones entre los actores sociales, el sistema institucional y el mercado. En este sentido, esta dimensión comprende tanto el rol de los actores colectivos en los procesos de gobernabilidad (especialmente en regímenes democráticos), como la interacción entre las empresas y los sindicatos, o la dinámica de las relaciones corporativas. Esta dimensión es de particular importancia cuando de conflictos ambientales se trata, como es a menudo el caso en la Amazonía andina, y para explicitar las inercias y los bloqueos internos que obstaculizan la modernización de grandes empresas como Pemex o Petroecuador.

En *ITT: un problema de gobernanza energética para el Ecuador*, Guillaume Fontaine analiza la viabilidad del proyecto de explotación de los campos de crudo pesado Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT), ubicados en el sector oriental de la Región Amazónica Ecuatoriana, debajo del parque nacional Yasuní. Fontaine presenta este proyecto en la perspectiva de la política petrolera y enfatiza la evolución de las inversiones extranjeras directas y la participación del sector público en la producción nacional, desde la década de los años noventa. Analiza la propuesta de moratoria elaborada por un sector influyente del movimiento ecologista, que polariza la discusión en torno a la conservación de áreas protegidas y la racionalización de las actividades petroleras en la Amazonía. Concluye que esta propuesta utópica se debe entender como una apuesta política, que carece de fundamentos técnicos y económicos claros y no permite enfrentar los retos y problemas que presenta el proyecto ITT para el desarrollo sostenible, al nivel energético, socioeconómico y ambiental.

En *La reorganización de Petróleos Mexicanos. Visiones encontradas sobre la gobernanza de una empresa pública (1989-2006)*, Isabelle Rousseau evalúa las reformas llevadas a cabo para mejorar la gobernanza corporativa de Pemex, tercera empresa mundial en términos de producción. Subraya que, en un entorno de crecientes incertidumbres y riesgos económicos, geopolíticos y climáticos, las empresas petroleras privadas y públicas han buscado racionalizar sus estructuras organizacionales para resistir mejor la competencia. La autora analiza los alcances y límites de las reformas de

Pemex, a la luz de estas prioridades. Recuerda en particular que, desde el inicio de los años noventa, los ejecutivos de Pemex se han esforzado en definir las modalidades organizacionales que permitirían a esta entidad funcionar bajo las normas y los criterios en vigor en el sector privado y conservar su estatuto de empresa estatal. Han buscado estimular un entorno de mercado en un ámbito monopólico sin modificar el texto constitucional. Han tratado de forjar una nueva cultura de empresa, pese a la lógica corporativista del poderoso sindicato petrolero, e intentado introducir criterios de responsabilidad social cuando, tradicionalmente, han imperado las tradiciones discrecionales.

Conflictos ambientales

La cuarta y última dimensión de la gobernanza energética es la dimensión ética, en la medida en que afecta los estilos de vida de la población (tanto al nivel local, como en el ámbito global). Desde hace dos décadas, los problemas energéticos son comúnmente planteados en relación con los problemas ambientales locales y globales. Esta dimensión analítica ayuda a entender las implicaciones de las políticas petroleras para el ser humano. Por un lado, ello se refiere a la incidencia de las actividades petroleras en los padrones culturales, los derechos (individuales y colectivos) o la capacidad de desarrollo endógeno; por el otro, interpela el sentido de responsabilidad colectiva frente a las amenazas al medio ambiente que constituyen (directa e indirectamente) aquellas actividades.

César Gamboa denuncia la contradicción, al parecer irreductible, entre explotación petrolera y conservación, en su texto *(In) sostenibilidad de los hidrocarburos en la cuenca amazónica peruana*. Gamboa observa que la promoción de las inversiones energéticas en América Latina es estimulada por el alto precio de los combustibles y la perspectiva de estancamiento de las reservas mundiales de hidrocarburos. Según él, esto ha posibilitado que se vea a la Amazonía como un espacio donde explorar y explotar estos recursos no renovables, sin considerar criterios éticos, de derechos humanos, biológicos y legales, en espacios de conservación de especies y protección de derechos, lo cual podría traer graves impactos

sociales y ambientales en la región. En el caso del Perú, argumenta, desde el 2003, el Estado no ha tenido reparos en promover las inversiones en la Amazonía, ofreciendo en licitación para la exploración y producción de petróleo y gas natural, bloques ubicados en áreas protegidas y territorios ancestrales de grupos indígenas poco o no contactados. Su contribución busca presentar un estado de la cuestión sobre estos conflictos entre espacios de conservación o protección y aprovechamiento hidrocarbúfero en la Amazonía. Concluye con formular posibles soluciones para encontrar una política coherente y sostenible de hidrocarburos.

En una perspectiva similar, en el texto *Gobernanza ambiental, conservación y conflicto en el parque nacional Yasuní*, Paúl Cisneros explora la relación nacida de la superposición de áreas de extracción petrolera y conservación en la Amazonía ecuatoriana, así como la forma cómo las comunidades quichua locales se involucran en conflictos territoriales. Muestra cómo, a través de la participación, se cuestiona el funcionamiento de un sistema de gobernanza ambiental subsumido a las políticas energéticas del país y heredero de un ordenamiento territorial que compromete la supervivencia física y cultural de los pueblos indígenas. Argumenta que los procesos de control territorial ancestral se han visto afectados por una actuación del Estado basada en una delegación de funciones, que ha privilegiado criterios ecológicos y biológicos de intervención antes que criterios de equidad, eficacia económica y legitimidad política. Además, observa que la forma en la que los indígenas se han organizado para ser partícipes de la conservación en el parque, no les ha permitido definir posiciones consistentes con el objetivo de aumentar su control sobre las dinámicas económicas y políticas que afectan su territorio.

En *Huaorani: mundos paralelos, mundos superpuestos y submundos*, Iván Narváez se preocupa por otro grupo indígena afectado por las actividades petroleras y la conservación del parque Yasuní. Analiza las modalidades del cambio social acelerado, que enfrentan los huaorani en la Amazonía ecuatoriana, desde la irrupción de la industria petrolera en su hábitat. Recuerda que el parque Yasuní es un espacio en el cual se superponen categorías jurídica y políticamente diferentes, lo cual genera conflictos respecto a la integración del espacio, la explotación petrolera, las políticas empresariales de relacionamiento comunitario asumidas únicamente

desde la lógica y racionalidad del capital extractivo y del Estado. Narváz presenta y discute tres momentos que caracterizan la historia de los huaorani: el de los “mundos paralelos” en condición de libertad e igualdad entre pueblos originarios de la selva y solamente diferentes por sus especificidades culturales; el de los “mundos superpuestos”, mayormente visibles a partir de la presencia de actores que poblaron la Amazonía en condiciones hegemónicas de dominación; y el de los “sub-mundos”, que ilustra las condiciones de exclusión e inequidad a las que han sido sometidos por actores exógenos. Concluye con unas consideraciones que buscan coadyuvar a la implementación de la “Política nacional de los pueblos en situación de aislamiento voluntario”, y que pasan por el fortalecimiento socio-organizativo de los huaorani, en relación con los clanes Tagaeri y Tarmenani, localizados en la parte sur del parque Yasuní.

Agradecimientos

Las ponencias reunidas en este libro fueron presentadas en el simposio “Energía, ecologismo y desarrollo”, organizado durante el Congreso Latinoamericano y Caribeño de Ciencias Sociales, en Quito, del 29 al 31 de octubre de 2007, con oportunidad del cincuentenario de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO). Tras recibir comentarios de los asistentes, los autores propusieron una versión revisada a los coordinadores, que fue evaluada por estos últimos y un comité de lectores pares.

Agradecemos a nuestros colegas Humberto Campodónico, Pedro Galindo, Eduardo Gudynas, Jorge Horbath, Carlos Mora, Francisco Neira, Laura Rival y Geert van Vliet, por tomar el tiempo de leer y comentar con los autores la versión inicial de este libro. Dirigimos también nuestro reconocimiento a los estudiantes del programa de Estudios socioambientales de la FLACSO-Sede Ecuador, por ayudarnos a revisar los textos en su forma. Finalmente, agradecemos de manera muy especial a Paulina Torres y Antonio Mena, por dar el cuidado necesario a la edición final de la obra.

Quito y México D.F., el 17 de febrero de 2008.

Bibliografía

- UNDP (United Nations Development Programme), UNDESA (United Nations Department of Economic and Social Affairs), World Energy Council (2000). *World Energy Assessment. Energy and the Challenge of Sustainability*. New York: UNDP.
- UNDP (United Nations Development Programme) (2002). “Roundtable on Energy for Sustainable Development: Partnerships for Action”. Bruselas: UNDP.
- USAID (United States Agency for International Development) (2002). “Analysis of the Relationship Between Improved Energy Sector Governance and the Attraction of Foreign Direct Investment”. Washington D. C.: USAID-PA Consulting Group.
- Willems, S., Pershing, J. (2002). “Climate-relevant Policy Assessment. Recent work in OECD, IEA, NEA and ECMT”. Information Paper. Paris: OECD-IEA.

Introducción

La investigación latinoamericana ante las políticas energéticas

Guillaume Fontaine
Alicia Puyana*

Los vacíos en el estudio de los problemas energéticos en América Latina

Para América Latina, es de gran importancia el estudio de las relaciones que, a lo largo de más de cien años, se han creado entre los hidrocarburos, como principal fuente de energía, la sociedad y el medio ambiente. El petróleo, el combustible más versátil conocido hasta la fecha, transformó las economías al liberar la ubicación de los procesos productivos en la inmediatez de las fuentes de energía y al modificar los modelos de transporte; con la petroquímica abrió nuevos derroteros a la tecnología al intensificar la sustitución de productos naturales con bienes sintéticos. Todo condujo a crear una estructura productiva mundial altamente consumidora de crudo. Este proceso fue posible gracias al sistema de concesiones y la inexistencia de un verdadero mercado petrolero. Por las concesiones existentes hasta entrada la década de los años setenta, las empresas productoras de crudo controlaban toda la cadena de valor del petróleo, desde la exploración y la producción del último producto petroquímico hasta la venta a los consumidores intermedios y finales, en el caso de las gasolinas. En este sistema de total integración vertical, las cotizaciones del crudo manejadas por las empresas productoras no reflejaban su valor, eran solamente unidades contables que debían asegurar, por un lado, la captación

* Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, sedes Ecuador y México.

de la mayor parte de la renta a estas empresas y, por el otro, la máxima rentabilidad a todas las etapas productivas post extracción.

Así, el paso del carbón al petróleo constituye una revolución tecnológica cuyos efectos son visibles hoy en día y marcan los parámetros de muchos aspectos de las relaciones económicas y políticas internas y externas de muchos países. La problemática en torno a estas relaciones cubre las más diversas áreas de la actividad social y de las ciencias humanas, las sociales, y de las llamadas “ciencias duras”, como la geología, la química o la física, por no nombrar sino unas. En todas las áreas se enfrentan grupos con intereses conflictivos que, en ocasiones, amenazan la estabilidad política nacional o internacional. Están, por un lado, los intereses de los países dueños de los recursos, que buscan maximizar los ingresos provenientes de la extracción y exportación de hidrocarburos y prolongar la vida de las reservas y, por el otro, los países importadores para los cuales la seguridad energética se traduce en el suministro de crudo garantizado y a precios bajos; las empresas multinacionales, para las cuales la racionalidad se sustenta en lograr el acceso más libre posible a las reservas, producir aceleradamente para recobrar inversiones y pagar la menor renta factible, para elevar la tasa interna de retorno.

Al interior de los países los conflictos de interés se manifiestan entre los consumidores y los Estados, en torno a los precios, si los internacionales o los que reflejen el costo de producción más una tasa de rentabilidad media, o con subsidios de diverso tipo y en torno al monto de la renta, su distribución y su uso. Hoy es evidente que la diversificación de las fuentes de energía, con la mezcla de gasolina con bioenergéticos en la combustión automotriz, ha creado nuevos conflictos, puesto en el escenario energético nuevos actores y hecho más compleja la gobernanza de este sector. Son los nuevos conflictos de interés entre los productores y los consumidores de los productos alimenticios utilizables como carburantes y entre, por un lado, combatir el cambio climático y preservar el medio ambiente y, por el otro, preservar el modelo de producción y consumo intensivo en energía. Se elevará el precio de los productos biocombustibles y cambiará el uso de la tierra agrícola. Los efectos de este cambio de la matriz energética, por marginal que sea, son aún desconocidos, aunque cada vez parece más evidente que no habrá ni ahorro de energía ni reduc-

ción de emisiones contaminantes ni desaceleración del cambio climático y sí se aviva el peligro de la deforestación masiva de áreas que se dedicarán a la producción de bioenergéticos y, no menos importante, pueden intensificarse la desnutrición y las hambrunas. En la ecuación entre seguridad energética y seguridad alimentaria, parecería que es más importante la primera. Los efectos sociales y políticos del rumbo que la solución a estos conflictos parece tomar no son claros pero sí alarmantes.

Desde la perspectiva de las ciencias sociales, son varios los temas de preocupación y reflexión. Nuevos unos, otros viejos no del todo resueltos y algunos que surgen y resurgen sin que mucho de las experiencias vividas sea rescatado y aplicado para no repetir errores. Los problemas que hoy resaltan como los más urgentes tienen que ver con la definición de quién o cuáles son los agentes y los criterios más indicados para responder, en torno a los recursos energéticos no renovables, preguntas claves que afectan a toda la sociedad: ¿cuánto se ha de explorar y en dónde? ¿qué volúmenes extraer y cómo distribuir la producción entre el mercado interno y el externo? ¿qué formas de apropiación y uso de la renta petrolera adoptar? etc. Está pendiente establecer si son la tasa de retorno y la maximización de la renta los criterios definitorios para responder los anteriores interrogantes y los que satisfacen los intereses de la sociedad, por un lado, y de los inversionistas, por el otro. Los interrogantes planteados son problemas de orden político que, en ocasiones, parecen dividir las sociedades y convertirse en factores de conflicto o desencuentro, que sobrepasan las fronteras de los Estados nacionales, ya que se han encerrado en el marco de la seguridad energética, un aspecto crucial en la política internacional de todos los países y muy críticamente de los desarrollados, la mayoría de ellos dependientes de las importaciones de hidrocarburos.

Las soluciones que se den a los conflictos dependen del papel y significado otorgado al petróleo y a la energía en la política y en la economía de cada país. ¿Es el crudo patrimonio de la nación y factor central del desarrollo socioeconómico de los países, como se consagra en América Latina y tiene su máxima expresión en México, Venezuela y Bolivia? ¿o es otra materia prima, como las demás generadora de divisas e ingresos fiscales, como en Colombia, el Reino Unido o Canadá? ¿es la energía un bien público, que satisface una necesidad básica, y que, por lo tanto, no

puede ser regulado por el mercado exclusivamente? ¿o es simplemente un negocio como cualquier otro, cuyo desarrollo debe dejarse en las manos y a decisión exclusiva de los inversionistas privados?

Hoy vemos en diversas regiones del orbe, el retorno del nacionalismo en el manejo de los recursos no renovables y el resurgimiento de contradicciones que parecían acabadas con el fin de la guerra fría y el dominio del capitalismo en el mundo. Es necesario ampliar el análisis del nacionalismo, entendido como la defensa de los intereses nacionales. En torno a los energéticos, proponemos que el nacionalismo tiene dos expresiones: una, la de los países dueños de las reservas, que hoy propugnan por un mayor control estatal de la industria y por contratos con mejores términos; y la otra, la de los países importadores, que esgrimen la seguridad energética como razón para oponerse a las nuevas políticas de varios países exportadores de hidrocarburos, Bolivia, Venezuela, China y Rusia, entre otros.

En este juego de intereses nacionales, se entrecruzan los nuevos temas y los nuevos actores. Unos tienen que ver con los efectos del cambio climático, ocasionado por los efectos derivados de la elevada intensidad energética y de hidrocarburos de las estructuras productivas y de consumo del modelo económico imperante y las demandas por la contención del cambio climático. Se enfrentan aquí los países desarrollados con su elevadísimo consumo de energía por habitante y los que están en desarrollo. La pregunta es doble: ¿cómo distribuir los costos del calentamiento global ya registrado y los de reducir las emisiones futuras para revertir el daño acumulado? ¿cómo financiar el crecimiento “verde” de los países en desarrollo, considerando que los hoy desarrollados no tuvieron ese costo cuando trasegaban por niveles de bienestar similar? Otros dilemas en la mesa de discusiones se refieren al daño ecológico y social de extender la exploración y explotación de recursos a nuevas, remotas y extensas áreas, como la cuenca amazónica y en aguas profundas.

Hoy, como hace más de 30 años, surge la preocupación en torno a los efectos sobre la economía mundial y la de los países exportadores, del incremento de los precios del petróleo desde el 2001; y se intensifican los temores sobre el agotamiento de reservas de crudo barato por fuera del Medio Oriente. Todas estas interrogantes impactan las todavía no muy bien conocidas y entendidas relaciones entre la energía y la sociedad.

En el actual panorama energético mundial y ciertamente latinoamericano, que recuerda el vivido en los años setenta, se han avivado las preocupaciones en torno a la sustentabilidad de una matriz energética compuesta en un 85 % de hidrocarburos (carbón, petróleo y gas natural), especialmente considerando que en la etapa de desarrollo de todos los países de la región, el mayor crecimiento económico, y el paso a niveles superiores de ingreso y consumo significa mayor demanda de energía por unidad de producto y por habitante. Se discute igualmente, cómo manejar la renta petrolera, de importante peso en ciertas economías y evitar las distorsiones estructurales que ésta induce y las generadas por la inestabilidad de los precios. Bien sabido es que los cambios en las cotizaciones externas del crudo, positivos o negativos, generan crisis y caídas de la actividad económica de los países exportadores.

Preocupa hoy, como hace tres décadas o más, la dependencia tecnológica y financiera de la industria petrolera latinoamericana, respecto de los actores transnacionales (empresas y organismos financieros), la cual tiene que ver con los términos contractuales y el papel otorgado a los entes nacionales públicos encargados del sector. Superar esa dependencia tecnológica, especialmente en exploración y desarrollo, pero también en petroquímica, no es factible sin una decisión política que estimule y financie la construcción de las sofisticadas plataformas tecnológicas. En virtud de que la tecnología, por su alto riesgo no se negocia libremente en el mercado, está amparada por patentes y porque constituye el instrumento de competencia de las multinacionales, su transferencia no se realiza ni siquiera en los esquemas de riesgo compartido como los que se aplican en Colombia desde los años setenta y están vigentes en los mega campos de Cuisana y Cupiagua de British Petroleum. Es aún menor la posibilidad de transferencia de tecnología y aprendizaje en el sistema de contratación de los servicios de exploración y desarrollo adoptados por otros países.

Finalmente, se han reanimado los conflictos entre sectores extractivos y conservacionistas, empresas y comunidades. Todos estos temas deben ser discutidos, apreciados y comprendidos, con enfoques pluralistas y desde las perspectivas de las diversas disciplinas y de los grupos de intereses involucrados, al menos, para acercarse a la formulación de políticas adecuadas que permitan superar los obstáculos en la definición de las

políticas públicas, caracterizadas por inestabilidad y oscilaciones pendulares, entre los extremos de un horizonte que se extiende desde la plena liberalización y apertura al capital privado hasta el total estatismo nacionalista. Hay múltiples opciones intermedias que pueden establecer equilibrios más estables al satisfacer a más grupos de intereses.

Escasez de información calificada

Ante la magnitud de los retos planteados, enfrentamos dos obstáculos serios. Por una parte, una dramática escasez de información calificada y, por la otra, la falta de estudios de alto rigor científico y metodológico. La disponibilidad de información sobre energía, pero muy especialmente sobre el petróleo, ha atravesado varias etapas y su trayectoria tiene que ver con el carácter estratégico y político otorgado por empresas y Estados. Las reservas y los costos de producción se han manejado, hasta mediados de los años noventa en algunos casos, como información secreta, de alto valor estratégico en el panorama nacional e internacional. Los gobiernos de los países productores usaron la información como mecanismo de negociación de deuda y las reservas como colateral de créditos, inflando las reservas para lograr mayores préstamos. Las empresas, privadas y públicas, ocultaban datos sobre costos de exploración, desarrollo, producción, productividad por pozo, éxito exploratorio y riesgo geológico, entre otros. Las autoridades hacendarias y los bancos centrales no presentaban con claridad sus apreciaciones sobre precios futuros, base de la programación de los ingresos fiscales y de la política cambiaria. Las empresas estatales tienden a ocultar costos y tratamientos privilegiados a los trabajadores. Se han ganado, ciertamente, espacios importantes y se han efectuado avances en oportunidad y transparencia en la información. Pero aún quedan vacíos, problemas que dificultan la investigación académica y objetiva y la formulación de políticas.

En los años setenta, ochenta y parte de los noventa era en extremo difícil realizar estudios sobre el sector energético, en general, y petrolero, en particular, por la limitación de la información y la cautela con que se manejaba. Gracias al Internet y, con el derrumbe del bloque socialista, a

la eliminación parcial de las barreras ideológicas que dividieron al mundo entre Oriente y Occidente, hoy se cuenta con abundante y oportuna información, en bases de datos que se pueden agrupar en dos universos. Por un lado, las creadas con la abundante información institucional, procedente de los gobiernos, las empresas estatales y las agencias internacionales como el Departamento de Estado y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA), la Agencia Internacional de Energía (IEA), el Consejo Mundial de Energía, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), etc. Por otro lado, la producción, muy heterogénea, procedente de la prensa general y las revistas especializadas, así como los informes de consultores y redes de activistas. Esta información circula muy bien y en cantidades abrumadoras, gracias al Internet y puede, en cierta medida, considerarse una fuente legítima de conocimiento, aunque no siempre tiene la objetividad o la rigurosidad requeridas.

En efecto, la información difundida por estos medios aparece a menudo sesgada y, por varias razones, la validez de los datos puede ser cuestionada. Una falla principal es la indeterminación en torno a los criterios de presentación de los datos y lo que éstos realmente reflejan, por lo cual se pueden generar distorsiones importantes en las cifras y en sus interpretaciones. Tal es el caso de la información sobre las reservas y su clasificación en probadas, probables, posibles y remanentes. También es clara esta deficiencia en la apreciación y estimación de la renta petrolera, por ejemplo, y de los impactos de los precios del petróleo sobre la inflación mundial. En la actualidad, se enfatiza la escalada de los precios nominales del crudo y se omite presentarlos en términos reales o mencionar el impacto de la devaluación del dólar sobre las cotizaciones o sobre los términos de intercambio del crudo.

Tampoco cabe duda de que la información es objeto de cierta manipulación, que puede generar contrasentidos en el análisis, especialmente cuando se trata de tópicos de alta sensibilidad política como en el caso de las declaraciones de los jefes de Estado, sobre temas de alto valor simbólico, como pueden ser por ejemplo los alcances de la integración regional o de las nacionalizaciones petroleras ocurridas en los últimos años en Venezuela, Bolivia y el Ecuador.

En segundo lugar, la producción académica en América Latina es incipiente y de calidad desigual, lo cual contrasta con la abundancia de textos de referencia disponibles en Estados Unidos y los países de la Unión Europea. En efecto, una búsqueda simple de referencias sobre las políticas energéticas (y temas afines como las energías alternativas, las políticas petroleras, etc.) arroja apenas algunas docenas de entradas en las principales bibliotecas universitarias de México, Argentina y la región andina. En cambio, en las bibliotecas de las Universidades de Rutgers y Yale (Estados Unidos) o Cambridge (Reino Unido) brindan cientos de libros, editados tan sólo en la última década. Por otra parte, América Latina ofrece muy pocos programas de formación de postgrado y de investigación en políticas energéticas, lo cual contrasta evidentemente con la abundancia de carreras de ingeniería en minas, electricidad y petróleo. En cambio, en las universidades de Harvard, Maryland y Delaware (Estados Unidos), Calgary (Canadá) o Grenoble (Francia), por ejemplo, estos programas están institucionalizados y cuentan con recursos regulares para consolidar sus líneas de trabajo.

Problemas epistemológicos

La evolución de los estudios sobre energía en América Latina refleja el carácter especial que se ha otorgado a este bien público. En años anteriores abundaban los estudios realizados desde una óptica impregnada de ideología y desde la óptica de la dependencia y la dominación imperial. Hoy, parecería abrirse el camino a nuevos paradigmas que emergen de las recomendaciones de los organismos multilaterales sobre las reformas estructurales y de las innovaciones del neo-institucionalismo. A todo lo anterior hay que agregar la dificultad de ubicar el estudio de las relaciones entre energía, ambiente y sociedad en una disciplina o un ámbito académico específico.

Las ciencias sociales latinoamericanas tratan los problemas energéticos y ambientales como meros problemas económicos, sin preocuparse con la suficiente profundidad por las dimensiones sociales y políticas. No debe sorprender por lo tanto que los principales estudios disponibles sobre la

integración energética, el cambio de matriz energética o la lucha contra el efecto invernadero en la región procedan de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión Económica para América Latina (CEPAL).¹ Por lo demás, entre los pocos académicos latinoamericanos especializados en aquellos temas reina la división y el desconocimiento mutuo. De manera general, los estudios ambientales suelen preocuparse por las dimensiones negativas de las actividades petroleras, mientras que la economía suele dejarlas de lado; los estudios políticos suelen limitar los problemas de los conflictos ambientales a problemas de funcionamiento del sistema institucional, mientras los trabajos que proceden de la antropología o la sociología los estudian sin preocuparse mucho por sus dimensiones institucionales; etc. De ahí, nace una confusión ante lo que se pretende analizar: ¿procesos de toma de decisiones y ejecución de políticas públicas? ¿fenómenos ecológicos y económicos globales? ¿conflictos locales, nacionales o transfronterizos?, etc.

Estas dificultades no son del todo nuevas para los científicos sociales, acostumbrados a arbitrar entre la extrema especialización y la diversificación de los estudios (teóricos o empíricos). Sin embargo, en el caso que aquí preocupa, se añade el hecho de que no se cuenta con una base epistemológica sólida en la cual apoyar la discusión. Tampoco queda claro, a la hora de debatir sobre uno de estos puntos, quién habla, es decir desde qué disciplina, con qué marco teórico y conceptual, sobre la base de qué métodos de investigación. Ello genera a su vez cierta cacofonía en los debates, en los cuales, en el mejor de los casos, cada representante de una disciplina intenta encontrar un lenguaje común alrededor de datos empíricos y cifras hipotéticamente objetivas. En otras ocasiones, los intercambios se vuelven aporéticos y no generan conocimiento nuevo, dejan eso sí, un sin sabor por ejemplo frente a la reproducción acrítica de discursos literalmente copiados del Internet o de estadísticas desactualizadas.

1 La OLADE publica informes anuales sobre la situación energética regional, e estudios temáticos sobre temas afines, muchos de los cuales son disponibles en acceso gratis en su sitio web: www.olade.org. La CEPAL publica documentos de trabajo y *policy papers* en dos principales series: "Recursos naturales e infraestructura" y "Medio ambiente y desarrollo", igualmente disponibles en su sitio web: www.eclac.cl.

Las cuatro dimensiones de la gobernanza energética

Sin pretender superar todos los problemas antes mencionados, la presente obra parte de un enfoque interdisciplinario para ofrecer perspectivas complementarias o contrapuestas, y formular análisis que respondan a las preocupaciones de la sociedad. La discusión que aquí se presenta, involucra a economistas, sociólogos, juristas, politólogos y antropólogos, y se ubica en un espacio en el cual se articulan lógicas de acción sociales, institucionales y empresariales. Cada contribución alimenta así una reflexión colectiva en torno a tres problemáticas centrales: ¿qué caracteriza la gobernanza energética en la región andina y en México? ¿cuáles son los factores internacionales determinantes de las políticas nacionales en estos países? ¿cómo enfrentan estas políticas los riesgos sociales y ambientales generados por las actividades hidrocarburíferas a nivel local?

Estas preguntas atraviesan en diversos puntos las cuatro dimensiones que estructuran el campo de la gobernanza energética. De manera general, no existe un consenso alrededor de las dimensiones energéticas de la gobernanza global. Ello se debe, en parte, a que el mismo concepto *gobernanza* (traducción del inglés *governance*), es objeto de discusión, entre académicos y entre las principales agencias multilaterales de desarrollo en el mundo. Sin entrar en la polémica, nos limitaremos aquí a dar una definición operativa de gobernanza energética, antes de recordar los principales elementos que llaman la atención de las agencias involucradas en su aplicación. Definimos la gobernanza energética como un sistema que regula y orienta las interacciones entre el Estado, el mercado y la sociedad en el ámbito energético, a través de normas legales, políticas públicas e instituciones de ejecución y control. Al separar los aspectos políticos, económicos, sociales y éticos de las políticas petroleras, proponemos un método analítico que nos libre de cualquier juicio de valor ni caer en la tentación de definir la “buena gobernanza” como un modelo universal, tal y como se propone desde la óptica de ciertas organizaciones multilaterales. Hecha esta reserva semántica, podemos identificar los principales problemas que enfrentan los actores de las políticas energéticas.

Por un lado, parece haber consenso en que el acceso a fuentes de energía a bajo costo sea considerado como una necesidad básica en la lucha

contra la pobreza y para el mejoramiento de las condiciones de vida, según lo manifiestan las instituciones multilaterales. Ello implica que los gobiernos y organismos internacionales consientan un esfuerzo importante para satisfacer las necesidades de unos 2.000 millones de personas en el mundo, que hasta la fecha no disponen de estas fuentes de energía (aunque precios baratos de energía pueden contradecir los objetivos de ahorro y conservación y de control del cambio climático). No obstante la confusión sobre las cifras, parecería haber acuerdo en que las reservas mundiales de hidrocarburos deberían alcanzar para satisfacer la creciente demanda de energía – particularmente en los países emergentes y en países en desarrollo – hasta el 2025 (UNDP-UNDESA-World Energy Council, 2000) aunque a mayores precios que en el pasado. Por otro lado, la satisfacción de esta creciente demanda implica realizar inversiones masivas para adecuar las infraestructuras de producción y de transporte de energía (Willems y Pershing, 2002). Ahora bien, este objetivo tan sólo se lograría mediante alianzas estratégicas entre los sectores privado y público, a través de nuevos mecanismos que apoyen las políticas públicas, la lógica de mercado, los objetivos de desarrollo nacional y las inversiones directas privadas (UNDP, 2002)

En la década de los años noventa, y como secuela del avance de las reformas estructurales y el retraimiento del Estado, se observó una relación directa entre el monto de inversiones extranjeras directas y la aplicación de reformas en la gobernanza energética, que mejoren la regulación de las inversiones privadas, creen autoridades autónomas de control, garanticen la repartición de las ganancias y amparen la privatización de los activos públicos con la conformación de un mercado interno competitivo (USAID, 2002). Los investigadores enfrentan hoy dos interrogantes mayores respecto de la eficacia del sistema de gobernanza energética en América Latina

Por una parte evaluar con objetividad el impacto de las reformas de los años noventa, en el desarrollo sectorial y en la consolidación de las buenas prácticas de gobernanza. Hay que recordar que en muchos países, luego de las reformas y la apertura al capital privado, no se efectuaron las inversiones requeridas para ampliar la capacidad productiva y, en el sector eléctrico, no se ampliaron las redes de transmisión y distribución. En

muchos países hay desconfianza y rechazo a la privatización pues se percibe que no han sido beneficiados los consumidores.

El segundo reto es considerar en qué manera las reformas que buscan un mayor control del Estado sobre los recursos hidrocarburíferos, como en el Ecuador, en Venezuela y en Bolivia, pueden afectar la inversión extranjera directa y si la inversión estatal será suficiente para responder a las necesidades de la industria petrolera, en términos de modernización y desarrollo de infraestructuras. Este análisis debe incluir las reflexiones sobre si la única opción para garantizar el desarrollo del sector energético es mediante la apertura al capital privado y, si lo es, en qué áreas sería más importante y positivo su impacto.

Pautas para el análisis de la gobernanza energética

La estructuración del campo de la gobernanza energética se refleja en la organización de este libro. En lugar de basarse en una agrupación geográfica o temática, el texto aquí presentado, centra la discusión alrededor de reflexiones que articulan las disciplinas ya mencionadas y los enfoques teóricos adoptados por los autores.

Contexto internacional

La primera dimensión de la gobernanza energética abordada es la política. Ello implica a la vez factores endógenos y exógenos que determinan los procesos de toma de decisión y de elaboración y ejecución de políticas públicas. En este sentido se discuten tres temas de particular actualidad, que rebasan el espacio regional: la integración energética latinoamericana, que sigue un rumbo nuevo con la iniciativa Petroamérica, estrenada actualmente por PdVSA, Pemex y Petrobras; el impacto del choque de precios generado por el auge de la demanda por hidrocarburos desde 2001; y las consecuencias para América Latina de la doctrina de seguridad energética asumida desde 2001 por la administración republicana en Estados Unidos.

En *Ventajas para la integración energética de América del Sur*, Jesús Mora Contreras hace hincapié en los factores que deberían coadyuvar a la integración regional en el ámbito energético. Según Mora, América Latina ofrece varias ventajas en materia de energía que, si se consideran teóricamente de manera aislada, podrían servir como base del proceso complejo de la integración energética regional. Entre estas ventajas, destaca la suficientes reservas probadas de petróleo y gas natural al nivel regional, el derecho de propiedad pública de los hidrocarburos, la existencia de empresas petroleras estatales y el exceso de la oferta de crudos, productos refinados y gas natural, comparado con la demanda regional, lo cual garantiza excedentes exportables.

En *El rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela*, Marc Le Calvez analiza cómo el Ecuador, un productor mediano, y Venezuela, uno de los principales productores mundiales, reformaron recientemente la normativa institucional, las reglas y prácticas que enmarcan la política petrolera. Considerando que el incremento sostenido de los precios petroleros desde 2001 constituye un factor favorable para estas reformas, el autor analiza la articulación precisa entre este fenómeno externo y las temporalidades internas propias a Venezuela y el Ecuador en la formulación de su política petrolera. A partir de esta misma problemática, intenta determinar cuál es el verdadero impacto del choque generado por la demanda asiática sobre los procesos nacionales de toma de decisión.

En *Nuevas tendencias en la seguridad energética mundial y sus impactos en América Latina*, Bertha García explica que los problemas de seguridad energética no se refieren solamente al equilibrio entre oferta y demanda mundiales. Según esta autora, la comunidad mundial enfrenta nuevos desafíos en seguridad, que provienen de la relación entre energía, desarrollo sustentable y medio ambiente. En este contexto, la región latinoamericana se posiciona en la globalización con nuevos actores con potencialidad energética, nuevas redes, muchas de ellas opuestas al liderazgo de los Estados Unidos, en forma de posibles alianzas de signo nacionalista. Concluye con que la coyuntura actual favorece a los exportadores de petróleo y gas natural, sin necesariamente favorecer la integración energética regional.

Dimensiones económicas y financieras

La segunda dimensión de la gobernanza energética que nos interesa es la económica y financiera. Esta dimensión permite entender la interacción entre la globalización de los mercados y el renacimiento de los nacionalismos en la región. En este sentido, destaca la importancia de los ingresos procedentes de las actividades petroleras (gracias a la comercialización de petróleo crudo o de productos refinados), que genera una excesiva dependencia económica de los hidrocarburos, como en México y su “petrolización” de las cuentas fiscales. También es notoria la incidencia de los flujos financieros internacionales en la dimensión y estructura de la renta petrolera. Así mismo, es preocupante la evolución, a mediano plazo, de las inversiones extranjeras directas, en países como Bolivia, que modificaron de manera unilateral las reglas de juego para las empresas multinacionales.

En *Mercado mundial de dinero y renta petrolera (1997-2007)*, Carlos Morera Camacho y José Antonio Rojas Nieto observan el comportamiento de la economía mundial en la última década. Los autores se basan en algunas variables que vinculan el mercado mundial de dinero actualmente en plena transformación, y los procesos actuales de ahorro e inversión, para los cuales han sido determinantes los recursos generados por los países productores de petróleo. Señalan algunos de los fenómenos que han permitido que la tasa de ganancia de Estados Unidos se recupere a niveles similares a los de los años sesenta. Analizan las tendencias recientes en cuanto al volumen, el origen y destino de los recursos de ese mercado mundial de dinero y lo vinculan con su estimación del volumen de recursos petroleros que se sumaron a ese mercado mundial de dinero. Los recursos petroleros afectan también a los países emergentes y petroleros, entre otras cosas en su dinámica productiva y salarial.

En *El petróleo y el crecimiento económico mexicano: ¿Un recuento de oportunidades perdidas?*, Alicia Puyana y José Romero analizan los obstáculos a la modernización del sector petrolero mexicano, en particular a través de la empresa estatal Pemex. Estos autores recuerdan que México es un país petrolero de larga tradición, donde la existencia de crudo ha marcado la vida política y económica desde inicios del siglo veinte. La Constitución marcó los derroteros de la utilización de la renta, al consa-

gar el patrimonio nacional del crudo y el papel de éste como base fundamental del desarrollo, en vista de la magnitud de la renta que genera. De ser fuente de recursos para la industrialización sustitutiva, el petróleo pasó, en el nuevo modelo económico del país, a ser la fuente de financiación del gasto público corriente. La extremadamente alta carga fiscal a Pemex, permite, al mismo tiempo un amplio gasto público y un ingreso disponible de hogares y empresas elevado. Así, la renta petrolera, un impuesto sin costo político, equilibra la muy baja carga impositiva a la renta y a las utilidades del capital y un gasto, una demanda pública por bienes y servicios elevados. Los autores subrayan que la carga fiscal impide que Pemex cubra las inversiones necesarias para mantener la producción con parte de sus elevadas utilidades operativas y la obliga a recurrir a la deuda, en niveles que comprometen, actualmente, el 80 % de su capital y la vida útil de las reservas. En este juego de muchos intereses, concluyen, no ha sido posible reducir la carga fiscal a Pemex ni abrirla a la inversión privada.

En *Evolución y perspectivas del upstream de gas natural en Bolivia*, Mario García Molina y María Fernanda Murcia vuelven sobre la Ley de capitalización de 1994 para echar una luz nueva sobre la nacionalización reciente (mayo 2006) de los hidrocarburos en este país. Con esta reforma, indican, se había creado un ambiente atractivo para los inversionistas privados, que contaban con todos los medios para explorar y explotar los recursos petroleros. Así es como se logró mejorar los resultados en materia de reservas y producción. Pero fue a costa de un alto malestar social, que desembocó en una serie de conflictos sociales desde finales de los años noventa, hasta la elección de Evo Morales a la presidencia. El entorno excesivamente favorable a los inversionistas extranjeros se modificó en 2006, con la nacionalización y la nueva ley de hidrocarburos, con la cual las empresas extranjeras no tienen los mismos incentivos para invertir. El problema es que, para continuar a desarrollar la exploración, la explotación y la exportación de gas natural, Bolivia necesita incrementar (o por lo menos mantener) su nivel de reservas probadas, sin provocar el malestar social que dio al traste con las políticas previas.

Problemas sociales

La tercera dimensión de la gobernanza energética es la dimensión social. Con esto, se debe entender el complejo tejido de relaciones entre los actores sociales, el sistema institucional y el mercado. En este sentido, esta dimensión comprende tanto el rol de los actores colectivos en los procesos de gobernabilidad (especialmente en regímenes democráticos), como la interacción entre las empresas y los sindicatos, o la dinámica de las relaciones corporativas. Esta dimensión es de particular importancia cuando de conflictos ambientales se trata, como es a menudo el caso en la Amazonía andina, y para explicitar las inercias y los bloqueos internos que obstaculizan la modernización de grandes empresas como Pemex o Petroecuador.

En *ITT: un problema de gobernanza energética para el Ecuador*, Guillaume Fontaine analiza la viabilidad del proyecto de explotación de los campos de crudo pesado Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT), ubicados en el sector oriental de la Región Amazónica Ecuatoriana, debajo del parque nacional Yasuní. Fontaine presenta este proyecto en la perspectiva de la política petrolera y enfatiza la evolución de las inversiones extranjeras directas y la participación del sector público en la producción nacional, desde la década de los años noventa. Analiza la propuesta de moratoria elaborada por un sector influyente del movimiento ecologista, que polariza la discusión en torno a la conservación de áreas protegidas y la racionalización de las actividades petroleras en la Amazonía. Concluye que esta propuesta utópica se debe entender como una apuesta política, que carece de fundamentos técnicos y económicos claros y no permite enfrentar los retos y problemas que presenta el proyecto ITT para el desarrollo sostenible, al nivel energético, socioeconómico y ambiental.

En *La reorganización de Petróleos Mexicanos. Visiones encontradas sobre la gobernanza de una empresa pública (1989-2006)*, Isabelle Rousseau evalúa las reformas llevadas a cabo para mejorar la gobernanza corporativa de Pemex, tercera empresa mundial en términos de producción. Subraya que, en un entorno de crecientes incertidumbres y riesgos económicos, geopolíticos y climáticos, las empresas petroleras privadas y públicas han buscado racionalizar sus estructuras organizacionales para resistir mejor la competencia. La autora analiza los alcances y límites de las reformas de

Pemex, a la luz de estas prioridades. Recuerda en particular que, desde el inicio de los años noventa, los ejecutivos de Pemex se han esforzado en definir las modalidades organizacionales que permitirían a esta entidad funcionar bajo las normas y los criterios en vigor en el sector privado y conservar su estatuto de empresa estatal. Han buscado estimular un entorno de mercado en un ámbito monopólico sin modificar el texto constitucional. Han tratado de forjar una nueva cultura de empresa, pese a la lógica corporativista del poderoso sindicato petrolero, e intentado introducir criterios de responsabilidad social cuando, tradicionalmente, han imperado las tradiciones discrecionales.

Conflictos ambientales

La cuarta y última dimensión de la gobernanza energética es la dimensión ética, en la medida en que afecta los estilos de vida de la población (tanto al nivel local, como en el ámbito global). Desde hace dos décadas, los problemas energéticos son comúnmente planteados en relación con los problemas ambientales locales y globales. Esta dimensión analítica ayuda a entender las implicaciones de las políticas petroleras para el ser humano. Por un lado, ello se refiere a la incidencia de las actividades petroleras en los padrones culturales, los derechos (individuales y colectivos) o la capacidad de desarrollo endógeno; por el otro, interpela el sentido de responsabilidad colectiva frente a las amenazas al medio ambiente que constituyen (directa e indirectamente) aquellas actividades.

César Gamboa denuncia la contradicción, al parecer irreductible, entre explotación petrolera y conservación, en su texto *(In) sostenibilidad de los hidrocarburos en la cuenca amazónica peruana*. Gamboa observa que la promoción de las inversiones energéticas en América Latina es estimulada por el alto precio de los combustibles y la perspectiva de estancamiento de las reservas mundiales de hidrocarburos. Según él, esto ha posibilitado que se vea a la Amazonía como un espacio donde explorar y explotar estos recursos no renovables, sin considerar criterios éticos, de derechos humanos, biológicos y legales, en espacios de conservación de especies y protección de derechos, lo cual podría traer graves impactos

sociales y ambientales en la región. En el caso del Perú, argumenta, desde el 2003, el Estado no ha tenido reparos en promover las inversiones en la Amazonía, ofreciendo en licitación para la exploración y producción de petróleo y gas natural, bloques ubicados en áreas protegidas y territorios ancestrales de grupos indígenas poco o no contactados. Su contribución busca presentar un estado de la cuestión sobre estos conflictos entre espacios de conservación o protección y aprovechamiento hidrocarbúfero en la Amazonía. Concluye con formular posibles soluciones para encontrar una política coherente y sostenible de hidrocarburos.

En una perspectiva similar, en el texto *Gobernanza ambiental, conservación y conflicto en el parque nacional Yasuní*, Paúl Cisneros explora la relación nacida de la superposición de áreas de extracción petrolera y conservación en la Amazonía ecuatoriana, así como la forma cómo las comunidades quichua locales se involucran en conflictos territoriales. Muestra cómo, a través de la participación, se cuestiona el funcionamiento de un sistema de gobernanza ambiental subsumido a las políticas energéticas del país y heredero de un ordenamiento territorial que compromete la supervivencia física y cultural de los pueblos indígenas. Argumenta que los procesos de control territorial ancestral se han visto afectados por una actuación del Estado basada en una delegación de funciones, que ha privilegiado criterios ecológicos y biológicos de intervención antes que criterios de equidad, eficacia económica y legitimidad política. Además, observa que la forma en la que los indígenas se han organizado para ser partícipes de la conservación en el parque, no les ha permitido definir posiciones consistentes con el objetivo de aumentar su control sobre las dinámicas económicas y políticas que afectan su territorio.

En *Huaorani: mundos paralelos, mundos superpuestos y submundos*, Iván Narváez se preocupa por otro grupo indígena afectado por las actividades petroleras y la conservación del parque Yasuní. Analiza las modalidades del cambio social acelerado, que enfrentan los huaorani en la Amazonía ecuatoriana, desde la irrupción de la industria petrolera en su hábitat. Recuerda que el parque Yasuní es un espacio en el cual se superponen categorías jurídica y políticamente diferentes, lo cual genera conflictos respecto a la integración del espacio, la explotación petrolera, las políticas empresariales de relacionamiento comunitario asumidas únicamente

desde la lógica y racionalidad del capital extractivo y del Estado. Narváz presenta y discute tres momentos que caracterizan la historia de los huaorani: el de los “mundos paralelos” en condición de libertad e igualdad entre pueblos originarios de la selva y solamente diferentes por sus especificidades culturales; el de los “mundos superpuestos”, mayormente visibles a partir de la presencia de actores que poblaron la Amazonía en condiciones hegemónicas de dominación; y el de los “sub-mundos”, que ilustra las condiciones de exclusión e inequidad a las que han sido sometidos por actores exógenos. Concluye con unas consideraciones que buscan coadyuvar a la implementación de la “Política nacional de los pueblos en situación de aislamiento voluntario”, y que pasan por el fortalecimiento socio-organizativo de los huaorani, en relación con los clanes Tagaeri y Tarmenani, localizados en la parte sur del parque Yasuní.

Agradecimientos

Las ponencias reunidas en este libro fueron presentadas en el simposio “Energía, ecologismo y desarrollo”, organizado durante el Congreso Latinoamericano y Caribeño de Ciencias Sociales, en Quito, del 29 al 31 de octubre de 2007, con oportunidad del cincuentenario de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO). Tras recibir comentarios de los asistentes, los autores propusieron una versión revisada a los coordinadores, que fue evaluada por estos últimos y un comité de lectores pares.

Agradecemos a nuestros colegas Humberto Campodónico, Pedro Galindo, Eduardo Gudynas, Jorge Horbath, Carlos Mora, Francisco Neira, Laura Rival y Geert van Vliet, por tomar el tiempo de leer y comentar con los autores la versión inicial de este libro. Dirigimos también nuestro reconocimiento a los estudiantes del programa de Estudios socioambientales de la FLACSO-Sede Ecuador, por ayudarnos a revisar los textos en su forma. Finalmente, agradecemos de manera muy especial a Paulina Torres y Antonio Mena, por dar el cuidado necesario a la edición final de la obra.

Quito y México D.F., el 17 de febrero de 2008.

Bibliografía

- UNDP (United Nations Development Programme), UNDESA (United Nations Department of Economic and Social Affairs), World Energy Council (2000). *World Energy Assessment. Energy and the Challenge of Sustainability*. New York: UNDP.
- UNDP (United Nations Development Programme) (2002). “Roundtable on Energy for Sustainable Development: Partnerships for Action”. Bruselas: UNDP.
- USAID (United States Agency for International Development) (2002). “Analysis of the Relationship Between Improved Energy Sector Governance and the Attraction of Foreign Direct Investment”. Washington D. C.: USAID-PA Consulting Group.
- Willems, S., Pershing, J. (2002). “Climate-relevant Policy Assessment. Recent work in OECD, IEA, NEA and ECMT”. Information Paper. Paris: OECD-IEA.

Primera parte
Contexto internacional

Ventajas para la integración energética de América del Sur

Jesús Mora Contreras*

Resumen

América del Sur tiene un conjunto de ventajas en materia de energía que, si se consideran teóricamente de manera aislada, bien podrían servir como bases para erigir sobre ellas el proceso complejo de la integración energética regional. En este artículo, revisamos los principales factores que conducen a una posible convergencia de las políticas petroleras en este sentido. Nos interesa, en particular, la existencia de suficientes reservas probadas de petróleo y gas natural, derecho de propiedad pública de los hidrocarburos, empresas petroleras estatales y oferta de crudos, productos refinados y gas natural en exceso de sus correspondientes demandas internas.

Palabras clave: integración, ventajas, energía, América del Sur.

* Profesor Jubilado (Titular), Universidad de Los Andes, Mérida (Venezuela).

Introducción

Ahora que los presidentes de las repúblicas de los países sudamericanos crearon el Consejo Energético de Suramérica, con vistas a un futuro tratado, quizá interese tener claridad sobre algunas de las ventajas que tienen estos países para la integración sectorial.

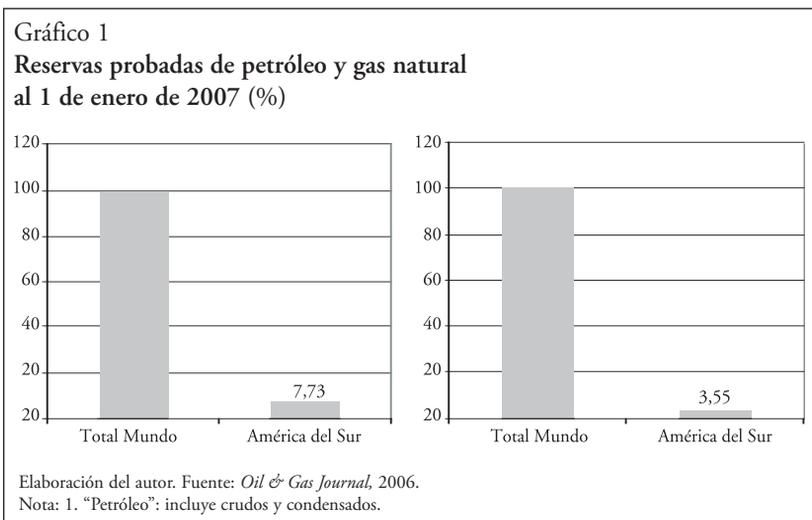
Los doce países en que está dividido el territorio de América del Sur (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela) disponen al menos de cuatro ventajas en materias relacionadas con los hidrocarburos (una de las fuentes de energía) que, si se consideran teóricamente de manera aislada, bien podrían servir como bases para intentar erigir sobre ellas el complejo proceso de la integración energética regional: suficientes reservas probadas de petróleo y gas natural; derecho de propiedad pública de los hidrocarburos; empresas petroleras estatales¹ y oferta de crudos, productos refinados y gas natural en exceso de sus correspondientes demandas internas. Estos países tienen también un conjunto de desventajas, acaso superiores en número y en contenido a las ventajas, pero en este artículo solo se tratarán las ventajas debido al límite puesto por los editores en cuanto a extensión de los escritos. En las cuatro secciones siguientes se expondrán cada una de las ventajas enumeradas.

Reservas probadas de petróleo y gas natural

Según las estimaciones publicadas por *Oil & Gas Journal* para el primero de enero de 2007, América del Sur tiene almacenados naturalmente en el subsuelo de su territorio casi 102.000 millones de barriles (10⁹ de b) en reservas probadas de petróleo “crudo” y 219.000 billones de pies cúbicos (10¹⁵ de p³) en reservas probadas de gas natural, lo que representa 7,73 %

1 En este artículo se usa la expresión empresa petrolera “estatal” en vez de empresa petrolera “pública” o “nacional” (o su equivalente en inglés: *National Oil Company*), porque el término estatal da a entender, más que las expresiones “nacional” o “pública”, dos características que identifican a estas empresas: la cuestión de la propiedad y la intervención del Estado en la actividad económica.

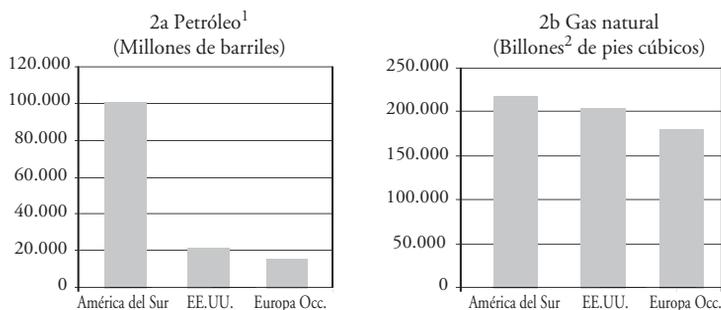
del total mundial de las reservas probadas de petróleo y 3,55 % de las reservas probadas de gas natural (Cf. Gráfico 1)².



Esta abundante dotación de recursos proporciona a América del Sur una ventaja geológica indiscutible cuando esas cantidades se comparan con las reservas probadas de Estados Unidos, y Europa Occidental (los dos más grandes consumidores de energía del planeta). En efecto, las cantidades de reservas probadas de petróleo de Sudamérica superan a las reservas probadas de Estados Unidos – el mayor consumidor individual de energía del mundo – en casi cinco veces (Cf. Gráfico 2 a); y las de gas, en un poco más del 7 % (Cf. Gráfico 2 b). En relación con Europa Occidental (que incluye a dos productores importantes de hidrocarburos como Noruega y el Reino Unido), las proporciones correspondientes son las siguientes: las reservas probadas de petróleo de América del Sur superan a las de Europa Occidental en casi seis veces y media (Cf. Gráfico 2a); y las de gas, en un poco más del 20 % (Cf. Gráfico 2b). En resumen, Sudamérica dispone de

2 Los cálculos varían según las fuentes: *BP Statistical Review of World Energy*, *World Oil* y *Cedigaz* (Centre international d'information sur le gaz naturel et tous hydrocarbures gazeux).

Gráfico 2
Reservas probadas de petróleo y gas natural
al 01/01/2007



Fuente: Elaboración del autor con base en datos de PennWell Corporation, *Ibíd.* Véase tabla 1 en anexos.
Notas: 1 “Petróleo” incluye crudos y condensados; 2 Un billón = 10^{12} (unidad española).

ventajas geológicas en materia de hidrocarburos como para erigir sobre ellas un proceso de integración energética regional.

Sin embargo, las reservas probadas de petróleo y gas natural de América del Sur están distribuidas desigualmente entre los 12 países que integran la región (Cf. Tabla 1). De hecho, si se toma al azar la cantidad de mil millones de barriles como medida distributiva de las reservas probadas de petróleo por país, en Sudamérica se pueden distinguir tres grupos de países: cinco que tienen más de mil millones de barriles (Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela); cuatro que tienen menos de esa cantidad (Bolivia, Chile, Perú y Surinam); y un tercer grupo de tres países que carece por completo de reservas probadas de petróleo (Guyana, Paraguay y Uruguay). Por el lado de la distribución de reservas probadas de gas natural por país, la desigualdad es menor para el primer grupo de siete países que tienen – independientemente de la cantidad – reservas probadas de este hidrocarburo (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Perú y Venezuela), pero mayor para el segundo grupo de cinco países (Ecuador, Guyana, Paraguay, Surinam y Uruguay) que carecen de reservas probadas de este hidrocarburo.

Tabla 1 Reservas probadas de petróleo y gas natural por país al 01/01/2007		
País	Petróleo ¹ (Millones de Barriles)	Gas natural (Billones ² de pies cúbicos)
Argentina	2.468	16.090
Bolivia	440	24.000
Brasil	11.773	10.820
Colombia	1.453	3.996
Chile	150	3.460
Ecuador	4.517	0
Guyana	0	0
Paraguay	0	0
Perú	930	8.723
Surinam	111	0
Uruguay	0	0
Venezuela	80.012	152.380

Elaboración del autor. Fuente: *Oil & Gas Journal*, 2006.
Notas: 1. "Petróleo" incluye crudos y condensados; 2. Un billón = 10¹² (unidad española).

Otra característica distintiva de las reservas probadas de petróleo y gas natural de América del Sur es su concentración en alguno o algunos de los 12 países (Cf. Tabla 2). Venezuela, por ejemplo, concentra en su subsuelo nacional 79 % de las reservas probadas de petróleo de la región y 69 % de las de gas natural. Y, si a las reservas venezolanas de petróleo se les suman las de Brasil y Ecuador, este grupo de tres países concentra el 94,5 % del total de las reservas probadas de este hidrocarburo en Sudamérica. De otro lado, si a las reservas venezolanas de gas natural se les suman las de Argentina, Bolivia y Brasil, este grupo de cuatro países concentra el 92, % del total de las reservas probadas de gas natural en Sudamérica.

Como resulta evidente, la integración energética sudamericana en materia de petróleo pasa necesariamente por incorporar reservas probadas

Tabla 2
**América del Sur: Reservas probadas de petróleo
 y gas natural por país al 01/01/2007 (%)**

País/Región	Petróleo¹	Gas Natural
Argentina	2,42	7,33
Bolivia	0,43	10,94
Brasil	11,56	4,93
Colombia	1,43	1,82
Chile	0,15	1,58
Ecuador	4,43	0
Guyana	0	0
Paraguay	0	0
Perú	0,91	3,97
Surinam	0,11	0
Uruguay	0	0
Venezuela	78,56	69,43
Sudamérica	100,00	100,00

Elaboración del autor. Fuente: *Oil & Gas Journal*, 2006.

Nota: 1. "Petróleo" incluye crudos y condensados.

de Venezuela, Brasil y Ecuador; y en materia de gas, reservas de Venezuela, Bolivia, Argentina y Brasil. Esta supuesta incorporación de reservas probadas de petróleo y gas natural para el proceso de integración energética de América del Sur se facilita – teóricamente al menos –, porque en cada uno de los países de la región el derecho de propiedad de los hidrocarburos es público, no privado.

Derecho de propiedad pública de los hidrocarburos en América del Sur

En el mundo contemporáneo no hay un régimen de propiedad específico para los hidrocarburos. Éstos compartieron históricamente el mismo régimen de propiedad de las minas. Por lo tanto, hoy los hidrocarburos pueden ser objeto de apropiación privada o pública, y dentro de ésta, la propiedad puede ser nacional, estatal, estatal, departamental o provincial, y municipal, e incluso, comunal. Los hidrocarburos también pueden ser objeto de propiedad compartida entre el Estado central de un país y sus Estados federales o departamentos o provincias. Además, al igual que cualquier otro bien, el derecho de propiedad de los hidrocarburos puede ser administrado por terceros, es decir, personas o entidades distintas a los propietarios originarios.

Sin embargo, la propiedad pública sobre los hidrocarburos terminó por imponerse casi totalmente en el mundo entero, excepto en los Estados Unidos de Norteamérica donde coexisten en la actualidad la propiedad pública (federal y de los Estados) y la propiedad privada sobre ellos. En este último caso se aplica el antiquísimo régimen jurídico de propiedad llamado “de la accesión”, según el cual la propiedad del suelo comprende “indivisamente” la propiedad del suelo y la del subsuelo. Por consiguiente, el subsuelo se considera como accesorio del suelo, y su propietario hace suyo no sólo lo que el suelo produce sino también lo que se le une o incorpora por obra de la naturaleza (Lantenois, 1938).

Fuera de este caso – aislado, por lo demás, en la sociedad contemporánea –, en el resto del mundo se terminó por admitir, como principio de aplicación general y prácticamente universal, el derecho de propiedad pública de los hidrocarburos, cuyo origen moderno se remonta a la propiedad pública nacional francesa. Dicho sea de paso, cuando en América Latina se habla del origen de esta propiedad, se suele recurrir al derecho colonial español y a la tradición jurídica republicana para explicarlo, pero nunca se menciona que la explicación económica de la propiedad pública es un legado del pensamiento francés y que, por añadidura, la legislación francesa correspondiente ejerció una tremenda influencia en el resto de legislaciones en el mundo entero. Por esta razón, y tratándose de este asunto, el desvío histórico es inevitable.

En la ley de minas francesa de 1791 se distinguió nítidamente entre propiedad privada y propiedad nacional de las minas, utilizando a la profundidad como único criterio de distinción: si las minas se encontraban hasta 100 pies de profundidad, eran minas superficiales, pertenecían al propietario del suelo y formaban parte de su propiedad privada; pero a partir de 100 pies de profundidad, eran minas profundas, pertenecían a la Nación y comenzaron formar parte de una nueva forma de propiedad: la propiedad nacional. Ésta fue la solución que en la Francia revolucionaria se encontró a los dos problemas nacionales de carácter público que obstaculizaban explotar las minas profundas como unidades técnico-económicas y que impedían a los consumidores franceses tener acceso a los minerales extraídos de ellas: a mayor profundidad, mayor complejidad técnica y mayor capital invertido, y la extensión de las minas profundas en el subsuelo no tenía relación alguna con la extensión de la propiedad privada en el suelo, ó, lo que es lo mismo, era imposible repartir el interior de la tierra; de allí, la necesidad de regular la mina como una “propiedad indivisa”.

Pero esta nueva forma de propiedad no se estableció ni para sustituir a los propietarios privados del suelo, obstaculizando la explotación de las minas como unidades técnico-económicas, ni para crear empresas mineras estatales. La propiedad nacional francesa se estableció para que el Estado administrara las minas profundas como un bien público nacional y las otorgara en concesión a las empresas que, luego de haber cumplido con un mínimo de requisitos legales, las solicitaran en exploración y explotación (Méjan, 1792, *passim*).

Desde 1810, cuando se reformó la ley de minas de 1791, la legislación minera francesa clasificó las “sustancias minerales” en canteras y minas, y dentro de éstas últimas comprendió a las minas de carbón, hierro y bitúmenes. La ley de minas francesa de 1810 sirvió a continuación como modelo para elaborar un enorme número de legislaciones mineras modernas (Aguillon, 1886), como las de América del Sur. Por lo tanto, el derecho de propiedad de los hidrocarburos en esta parte del mundo es público, aunque no siempre nacional, pues en Argentina, que es un Estado federal, los hidrocarburos se consideran más bien como propiedad originaria de los Estados provinciales o provincias en cuyos territorios se ubi-

quen (Ramírez, 2006: 317), contrariamente a Brasil, que es otro Estado federal, y en el que los hidrocarburos pertenecen más bien al Estado federal. En el Ecuador, la propiedad de los hidrocarburos es también estatal. En Venezuela es pública, nacional y administrada por el Estado central (Mora Contreras, 2002).

Ahora bien, el hecho de que en América del Sur se haya adoptado el derecho de propiedad pública de los hidrocarburos sugiere – teóricamente, una vez más – que la incorporación de las reservas probadas de petróleo y gas natural a la integración energética de la región se facilite, pues supone poner de acuerdo a un puñado de Estados propietarios o administradores de un bien público nacional, y no a un inmenso grupo de propietarios privados del suelo, como hubiese sido el caso de haberse adoptado en esta materia el derecho de propiedad privada del subsuelo. Los Estados sudamericanos disponen además de otra ventaja para la integración energética regional: son propietarios de empresas petroleras estatales.

Empresas petroleras estatales

Los países sudamericanos productores o consumidores de hidrocarburos comparten en la actualidad otra característica que – en teoría – debería facilitarles emprender un proceso de integración energética: sus Estados continúan siendo propietarios de empresas petroleras estatales (EPE). En este artículo se entiende por empresa petrolera “estatal” a toda organización empresarial dedicada principalmente a producir, industrializar o comercializar hidrocarburos (petróleo y/o gas natural), y en cuyo capital el Estado tiene una participación de naturaleza tal que le garantiza el control de la misma. Por esto, las empresas petroleras de capital mixto – como Petrobrás, Ecopetrol S. A. y Enarsa, en cuyas decisiones respectivas los gobiernos de Brasil, Colombia y Argentina tienen “la última palabra”³ – también se consideran EPE.

3 Para Petrobras, véase el capítulo IX de la ley brasileña del petróleo (No. 9.478 del 06/08/1997); para Enarsa, Cf. los artículos 4 y 5 de la Ley argentina No. 25.943 del 20/10/2004; y para Ecopetrol, Cf. el artículo 2 de la Ley colombiana No. 1.118 del 27/12/2006.

Las EPE nacieron a lo largo del siglo XX por diferentes causas y en diversos momentos, pero en América del Sur las causas que impulsaron a los diferentes países a crear estas empresas pueden reducirse generalmente a dos: abastecer total o parcialmente el mercado interno de derivados petroleros a precios bajos, en el caso de los países importadores; y sustituir a las empresas petroleras extranjeras, en el caso de los países exportadores⁴. Quizá los ejemplos de Argentina y Venezuela sean los más representativos de ambos casos.

En Argentina, el presidente Hipólito Yrigoyen (1916-1922) creó por decreto la Dirección nacional de yacimientos petrolíferos fiscales en 1922 (Alonso y Speroni, 2006: 115), que muy rápido devino en YPF simplemente, la primera EPE de América Latina. A partir de los datos disponibles (Philip, 1989: 32), se puede estimar que Argentina (junto con Paraguay) consumió en 1930 el 37,5 % del total del petróleo consumido en toda América Latina. En el caso de la gasolina, la proporción del mercado interno argentino fue aún más sorprendente: 59,1 %. Pero, a pesar del incremento de la producción de YPF después de 1922, Argentina importó en 1929 el 58,5 % del total del petróleo consumido, es decir, la demanda interna argentina creció más rápido que la producción nacional. En fin, en 1929, YPF “impuso el precio de la nafta en todo el territorio nacional con una sustancial rebaja. Esto obligó a todas las empresas extranjeras a bajar los precios de venta de sus combustibles al mismo nivel que los de YPF” (Alonso y Speroni, 2006: 193).

En Venezuela, el Congreso Nacional sancionó en 1975 la ley orgánica que reservaba al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos, con la cual se estatizaron todas las empresas privadas, extranjeras y nacionales, que operaban las actividades de la industria petrolera venezolana. Inmediatamente después, el presidente Carlos Andrés Pérez (1973-1978) creó por decreto a Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PdVSA), la empresa petrolera del Estado venezolano que sustituiría a las antiguas ex-concesionarias y se encargaría del monopolio nacional de los hidrocarburos a partir de 1976.

4 El Ecuador sólo cumplió esta condición parcialmente: con CEPE y Gulf, pero no con Texaco (Philip, 1989).

Entre ambos eventos, el resto de Estados sudamericanos procedió a crear su correspondiente EPE. Pero, en la década de los años noventa, muchos de los gobiernos de los países sudamericanos, presionados por la crisis de la deuda de los años ochenta, los condicionamientos de los préstamos de los organismos financieros multilaterales y el colapso del modelo soviético de intervención del Estado en la economía, decidieron privatizar sus correspondientes empresas petroleras estatales. Argentina fue el caso más emblemático. El primer país latinoamericano en crear una EPE – que sirvió como referencia de considerable influencia en Uruguay y Bolivia (Philip, 1989: 221) –, fue también el primer – y único– país latinoamericano en privatizarla totalmente, aunque el objetivo era idéntico por doquier. Privatizar “de golpe y porrazo”, donde se habían reunido un conjunto de condiciones, como en Argentina; o privatizar “a pedazos”, donde esas condiciones aun no se habían alcanzado completamente, como en Bolivia, Brasil, Ecuador, Perú y Venezuela, cuyos gobiernos también decidieron privatizar, aunque parcialmente, sus correspondientes EPE o algunas de sus actividades.

En los primeros años del siglo XXI, en algunos países de Sudamérica se han tomado decisiones en materia de hidrocarburos que, si bien no parecen cuestionar totalmente en la práctica la política de privatización de la década precedente (Mora Contreras, 2006), representan un golpe de timón en cuanto a la intervención del Estado en esta actividad económica y a la función operativa que deben cumplir las EPE. Así, los gobiernos de Venezuela, Bolivia y Ecuador reformaron sus regímenes fiscales correspondientes para apropiarse mayores cantidades de renta petrolera y del gas. Venezuela y Bolivia reformaron sus marcos de regulación de la industria de los hidrocarburos para asignarles mayores responsabilidades operativas a YPFB y PdVSA, respectivamente. La población uruguaya decidió, en referéndum nacional convocado en diciembre de 2003, pronunciarse mayoritariamente (62 %) contra la ley que desmonopolizaba y privatizaba actividades reservadas hasta entonces a ANCAP. El gobierno de Argentina creó en el 2004 una nueva empresa estatal, no de petróleo, sino de energía y de carácter mixto: Energía Argentina, Sociedad Anónima (Enarsa).

Esta reactivación de EPE sudamericanas no parece ser un hecho aislado pues, a pesar de que decisiones similares no se han tomado en otros países de la región, en el resto del mundo se las considera ya como un hecho consumado (Robinson 2006). Generador de inquietudes y de propuestas políticas, por lo demás, debido a la desconfianza en la capacidad de estas empresas para asumir con éxito el reto técnico-económico que significa satisfacer parte importante de la creciente demanda petrolera mundial (Drollas, 2003), y que ha llevado a algunos (Jaffe, 2007) hasta el extremo de preguntarse si ¿no necesitan los Estados Unidos crear una EPE?⁵

Aunque el gobierno de Brasil ha continuado abriendo el patrimonio de Petrobras al capital privado, nacional y extranjero, seguido por el de Colombia, que decidió en el 2003 transformar la empresa estatal Colombiana de Petróleos en una sociedad pública por acciones, Ecopetrol S. A., para colocar en el mercado hasta el 20 % de su nuevo capital: ambas empresas continúan siendo EPE. En el primer caso, Petrobras es una empresa mixta “bajo control del Gobierno Nacional” (según reza su estatuto social); y, en el segundo, la ley que modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol S. A. dispuso textualmente que: “se garantizará que la Nación conserve, como mínimo, el ochenta por ciento (80 %) de las acciones en circulación, con derecho a voto” (Ley 1.118 del 27/12/2006).

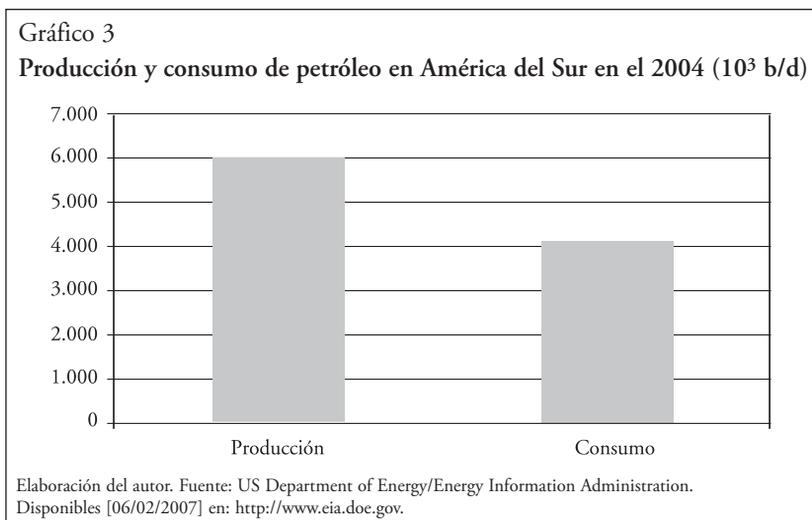
En resumen, a pesar de que tres EPE sudamericanas se han abierto al capital privado y son ahora empresas de capital mixto, cada uno de los Estados de América del Sur continúa teniendo el control de su correspondiente EPE. Esta ventaja facilita emprender un proceso de integración energética, pues no hay – en principio – obstáculo alguno que impida celebrar acuerdos gobierno-gobierno o entre EPE; sobre todo si se tiene en cuenta que la oferta regional de hidrocarburos excede a su demanda interna.

5 La premisa que sirve de fundamento explícito a estas inquietudes y propuestas políticas contemporáneas es un hecho que data de la década de los años setenta del siglo pasado, pero que ahora se potencia por las consecuencias del atentado del 11 de septiembre, la invasión a Irak y la presencia creciente de China e India en el mercado petrolero internacional, a saber: que la mayoría de las reservas probadas de petróleo del mundo están controladas por las EPE.

Oferta y demanda de petróleo y gas natural

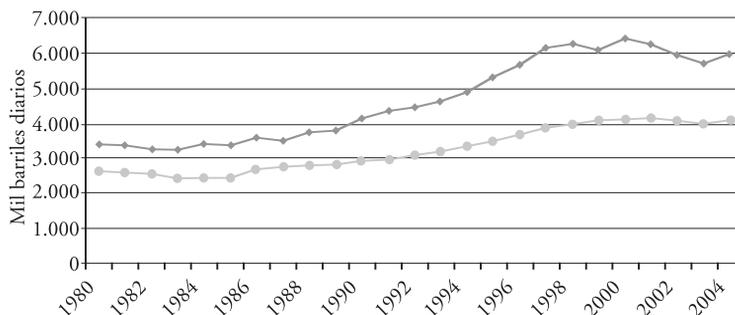
Petróleo

En el 2004, en América del Sur se extrajeron un poco más de 675 millones de barriles de petróleo adicionales a los que se consumieron “internamente”. En otras palabras, mientras que la producción diaria de petróleo fue de 5,97 millones de barriles, su consumo diario fue de 4,12 millones de barriles (véase gráfico 3). La oferta excedió casi en un tercio (31 %) a la demanda “interna”.



A una conclusión semejante a la precedente se llega cuando se observa la evolución de estas dos variables – producción y consumo de petróleo – durante los últimos 25 años, como se ve en el gráfico 4. Durante el período 1980-2004, la oferta de petróleo sudamericano excedió siempre a la demanda “interna” regional. Además, dicho sea de paso, la distancia que separó a la producción del consumo de petróleo en América del Sur durante los 20 años transcurridos entre 1980 y el 2000 tendió a ensancharse, aunque a partir de este último año comenzó a observarse una tendencia inversa, más por la caída de la producción que por la caída del consumo.

Gráfico 4
Producción y consumo de petróleo en América del Sur (1980-2004)



Elaboración del autor. Fuente: US Department of Energy/Energy Information Administration. Disponibles [06/02/2007] en: <http://www.eia.doe.gov/pub>.

Gas natural

En América del Sur, la producción comercializada de gas natural “seco”⁶ es suficiente para cubrir todo el consumo de la región, según las medidas y definiciones de la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Cf. Tabla 3). Esta realidad no puede ocultar, sin embargo, la desigualdad existente en la dotación nacional de recursos y en las necesidades de los diferentes países y actores de la industria del gas en Sudamérica, que han terminado por impulsar proyectos y construcciones de gasoductos binacionales desde países excedentarios hacia países o regiones de países deficitarios para exportar gas natural de Bolivia a Argentina (alrededor de 4 millones de metros cúbicos diarios (m³/d) en 2006), Bolivia a Brasil (27 millones de m³/d), Argentina a Chile (15,2 millones de m³/d), Argentina-Uruguay (335.000 m³/d), Argentina-Brasil (1,2 millón de m³/d) y, en los tiempos más recientes, Ballenas (Colombia)-Maracaibo (Venezuela).

6 El que resulta del gas natural extraído del pozo, llamado “húmedo”, una vez que se le sacan los hidrocarburos licuables y los gases que no tienen hidrocarburos. Si a este volumen se le resta el gas devuelto al yacimiento (o gas inyectado) más las pérdidas de procesamiento y las conversiones de gas a líquidos se obtiene la “producción comercializada de gas natural seco”.

Tabla 3.
Producción y consumo de petróleo y gas natural en América del Sur (2004)

País	Producción		Consumo	
	Petróleo (MBD ^b)	Gas Natural Seco ^a (Billones ^c PC ^d)	Petróleo (MBD)	Gas Natural Seco (Billones PC)
Argentina	732.7	1.585	470.0	1.337
Bolivia	47.6	355	47.0	76
Brasil	1.477.4	341	2.140.0	610
Colombia	528.8	218	269.0	218
Chile	5.6	38	239.0	293
Ecuador	528.2	6	148.0	6
Guyana	0	0	11.2	0
Paraguay	0	0	27.0	0
Perú	79.9	30	156.0	30
Surinam	10.0	0	11.2	0
Uruguay	0	0	38.1	4
Venezuela	2.556.9	961	560.0	961
Sur América	5.967.1	3.535	4.116.5	3.535

Elaboración del autor. Fuente: Department of Energy. Disponible [06/02/2007] en : <http://www.eia.doe.gov>.
Notas: a. gas natural seco: producción comercializada de gas natural; b. MBD: Miles de Barriles Diarios (10³); c. Un billón = 10¹² (unidad española); d. PC: Pies Cúbicos.

Ahora bien, en América del Sur hay dos países, cuyos mercados internos de hidrocarburos dan la pauta energética regional, por así decirlo: Brasil y Argentina. En promedio, Brasil consumió el 52 % del total de derivados petroleros consumidos por todos los países sudamericanos en el 2004, y Argentina consumió el 38 % del total del gas natural consumido durante el mismo año (véase tabla 3 en anexos). El problema para ambos países, es que las reservas probadas de petróleo brasileño (al 01/01/2007) alcanzan sólo para cubrir teóricamente el volumen de consumo de 2004 durante 15 años; y las reservas probadas de gas natural de Argentina (al 01/01/2007) tienen una duración teórica de 10 años, tomando en cuenta el volumen de producción de 2004 (Cf. Tabla 3). Ambos países enfrentan pues retos más o menos similares: o aumentan la inversión en exploración, o se procuran fuentes externas de suministro confiable de petróleo y gas respectivamente a precios aceptables, o adoptan políticas de sustitución de estos patrones de consumo.

Brasil prosigue el proceso de diversificación y sustitución de las fuentes de energía primaria, emprendido hace tiempo, para disminuir el consumo de petróleo y aumentar el uso de biocombustibles y de gas natural en el total del consumo energético. Así, entre 1999 y el 2004, la participación del petróleo en el total del consumo energético primario disminuyó en 7,1 %: desde 46 % en 1999 hasta 39,1 % en 2004. Al mismo tiempo, la contribución del gas natural creció en más del doble durante el mismo período: desde 4,1 % hasta 8,9 %, y se prevé que continúe aumentando hasta el 12 % en el 2010. Brasil obtiene el gas natural que consume de la cuenca nacional de Campos y de Bolivia, a partir de julio de 1999. Este gas boliviano se exporta a Cuiabá (Mato Grosso) en Brasil, a 1,09 USD/millón de BTU (la unidad térmica británica)⁷, y a Sao Paulo a 4 USD/millón de BTU.

Por su lado, los productos de la caña de azúcar ya alcanzan una participación del 13,5 % en el 2004 y está previsto que aumenten hasta el 14 % en el 2010 (Sauer, 2006). De estos productos brasileños el más conocido es el llamado “bioetanol”. Brasil comenzó a producir y usar etanol como combustible en escala comercial, bajo los auspicios del programa gubernamental de alcohol – llamado “*pro-álcool*” en portugués –, cuando debió hacer frente, como país importador, al aumento súbito y espectacular de los precios del petróleo en la década de los años setenta del siglo pasado. Desde entonces, el alcohol de la caña se usa como combustible de automoción a 100 % de bioetanol (E 100) ó mezclado con la gasolina (alcohol/gasolina), en proporciones que varían en promedio entre 20 y 25 %, para ser usado en los vehículos llamados “de combustibles flexibles” o “*flex-fuel*”. Según Parisi (2005: 10): “Brasil detenta, hoy, la supremacía en la generación y difusión de tecnologías de la cadena azúcar/alcohol de caña”, lo que ha permitido al conjunto de “empresas del sector tener costos más bajos y operar con los mejores índices de productividad del mundo en la fabricación de azúcar y alcohol”.

En Argentina, según Kozulj (2006: 114), es casi imposible hacer retroceder el gas en la matriz energética pues, incluso si prosperaran los pro-

7 En febrero de 2007, los gobiernos de Bolivia y Brasil acordaron un nuevo precio para el gas exportado a Cuiabá, US \$ 4,20 el millón de BTU (que debió entrar en vigencia en mayo de 2007).

yectos nucleares e hidráulicos más promisorios, la penetración de este hidrocarburo en los sectores industrial, vehicular, residencial y comercial haría muy difícil lograr semejante meta. Quizá este constreñimiento impulsó al gobierno de Argentina a celebrar en junio de 2006 un convenio con el gobierno de Bolivia para establecer un nuevo régimen de venta de gas natural boliviano a Argentina⁸.

Inicialmente, el volumen se elevó hasta 7,7 millones de m³/d a partir de enero de 2007: 70 % más que el promedio vendido en 2006. Luego, cuando se termine el Gasoducto del Noreste Argentino, el volumen podrá aumentarse hasta en 20 millones de m³/d, para totalizar 27,7 millones de m³/d. El precio de exportación del gas natural se fijó en 5 USD/millón de BTU durante el segundo semestre de 2006: alrededor de 57 % de aumento sobre el precio que estaba en vigencia. Desde enero de 2007 se usa una fórmula para fijar trimestralmente el precio. El gobierno boliviano comprometió a su par argentino a destinar el gas natural comprado a Bolivia para satisfacer la demanda interna de su país y no re-exportarlo a terceros países (léase Brasil y Chile, en particular, con quien Bolivia mantiene un reclamo de acceso soberano al Pacífico). Pero el gobierno argentino también comprometió al gobierno boliviano a darle trato preferencial o proporcional a las exportaciones de gas a Argentina, ante eventualidades que afecten las entregas de gas boliviano a terceros países (léase Brasil). Este convenio, gobierno-gobierno, se usó como sustento en octubre de 2006 para suscribir un contrato por 20 años entre YPFB y Enarsa.

Conclusiones

América del Sur dispone al menos de cuatro ventajas en materia de hidrocarburos que, si se consideran teóricamente de manera aislada, podrían servir como bases para intentar erigir sobre ellas el proceso complejo de su integración energética: abundantes reservas probadas de petróleo “crudo” y gas natural; derecho de propiedad pública de los hidrocarburos;

8 Véase “convenio marco entre Bolivia y Argentina para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética”. Disponible [20/02/2007] en: http://www.ypfb.gov.bo/Contratos/Enarsa_YPFB.pdf.

empresas petroleras estatales y oferta de crudos, productos refinados y gas natural en exceso de sus correspondientes demandas internas.

Sin embargo, las reservas probadas de la región están distribuidas muy desigualmente entre los 12 países que la integran, unos (como Venezuela) tienen mucho y otros (como Surinam, Paraguay y Uruguay) carecen de ellas. Estas reservas están, además, muy concentradas en dos grupos de países, Venezuela, Brasil y Ecuador reúnen el 94,5 % de las reservas probadas de petróleo; y, Venezuela, Bolivia, Argentina y Brasil el 92,6 % de las reservas probadas de gas natural. Como resulta evidente, no habrá integración energética sudamericana en materias relacionadas con hidrocarburos si no se incorporan reservas probadas de estos países, cuya propiedad pública, nacional y estatal, en ciertos casos, o federal, en otros, y administrada por el Estado central, en el caso venezolano, facilita – teóricamente, al menos – el proceso de integración energética. Al fin y al cabo, se trata de poner de acuerdo a un puñado de gobiernos, y no a un inmenso grupo de propietarios privados del suelo, como hubiese sido el caso de haberse adoptado en Sudamérica el derecho de propiedad privada del subsuelo.

Todos los Estados sudamericanos tienen, además, la ventaja de ser propietarios de empresas petroleras estatales, cuyo control lo ejerce, por lo general y en definitiva, el poder ejecutivo nacional o federal del Estado correspondiente, incluso en el caso de las empresas petroleras estatales mixtas, como Petrobras, Ecopetrol S. A. y Enarsa. Nada impide, por lo tanto, celebrar acuerdos inter-empresas petroleras estatales.

En fin, la producción sudamericana de petróleo excede con creces a la demanda regional. En el caso del gas natural, la producción “comercializada” de este hidrocarburo seco – luego de extraerle los licuables y los gases que no tienen hidrocarburos – alcanza, por definición, para cubrir la demanda regional. Pero, se sabe, que si se invierte más, se tiene acceso a mejor tecnología y se produce más. Ahora bien, el tema de la inversión está intrínsecamente relacionado con los precios, un aspecto decisivo de la integración energética sudamericana que en este artículo sobre ventajas no tenía cabida – se tocó, apenas, de manera tangencial –, pues los precios internacionales de los hidrocarburos constituyen más bien, en el estado actual del mercado, una desventaja, por no decir un obstáculo, para la

integración, pues, ¿cómo integrar soberanamente a países exportadores netos de hidrocarburos, interesados en precios altos y rentas elevadas, con países importadores netos de estos recursos, interesados en precios bajos y eliminación de rentas? En otras palabras, si la integración energética sudamericana dejase de ser una quimera ¿a qué precio se vendería y se compraría la termia de esta energía en el mercado?⁹

Bibliografía

- Aguillon, L. (1886). *Législation des mines françaises et étrangères*. París: Armand Colin.
- Alonso, J., Speroni, J. (2006). *Mosconi, petróleo para los argentinos*. Buenos Aires: TAEDA Editora.
- Drollas, L. (2003). "National Oil Companies in a New World Order. 2nd Annual National Oil Companies Summit. 6th November". Mimeo.
- Garrón, M., Cisneros, P. (2007). "Metodologías para la determinación de precios de gas en la región". Artículos técnicos. Quito: OLADE.
- Jaffe, A. M. (2007). "Introduction and Summary Conclusions. The Changing Role of National Oil Companies (NOCs) in International Energy Markets. James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, March 1-2". Mimeo. Disponible [enero de 2008] en: <http://www.rice.edu/energy/publications/docs/NOCs/Presentations/Hou-Jaffe-KeyFindings.pdf>
- Kozulj, R. (2006). "La integración gasífera latinoamericana: una prospectiva cargada de incertidumbres". *Nueva Sociedad*, 204: 104-118.
- Lantenais, M. H. (1938). *Contribution à une étude comparative des législations minières considérées dans leurs principes et leurs récentes évolutions*. París: Dunod.
- Méjan, É. (1792). *Collection complète des travaux de M. Mirabeau L'Aîné, à l'Assemblée Nationale. Tome Cinquième, Chapitre Vingtième*. París: Chez Devaux, Libraire au Palais Royal.

9 Garrón y Cisneros (2007) examinan metodologías para calcular el precio del gas en la región.

- Mora Contreras, J. (2002). "El derecho de propiedad de los hidrocarburos en Venezuela: origen y tradición legal". *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, 8 (2): 219-235. Caracas: Universidad Central de Venezuela/Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.
- _____ (2006). "¿Se les está moviendo el piso a las empresas petroleras en América Latina?". *Economía Informa*, 340: 62-77. México: Universidad Nacional Autónoma de México/Facultad de Economía.
- Oil & Gas Journal*, 104 (47), December 18, 2006. PennWell Corporation.
- Parisi, L. (2005). "Alcohol como *commodity* internacional". *Economía e Energía*, 47: 8-18.
- Philip, G. (1989). *Petróleo y política en América Latina. Movimientos nacionalistas y compañías estatales*. México: F.C.E.
- Ramírez, M. (2006). *Régimen del Petróleo*. Argentina, Rubinzal-Culzoni Editores.
- Robinson, M. (2006). "National Oil Companies: New competitors on the block. UNCTAD Expert Meeting on FDI in Natural Resources 20-22 November". Disponible [enero de 2008] en: http://www.unctad.org/sections/wcmu/docs/com2em20p0015_en.pdf
- Sauer, I. (2006). "Alternative Energy: Reducing the Dependence on Oil", in: World Energy Council, *Energía Mundial en 2006*. Washington D. C.: WEC.

El rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela

Marc Le Calvez^{*}

Resumen

Los principales países productores de petróleo de la región andino amazónica rediseñan sus sistemas de gobernanza petrolera (el sistema de gobernanza petrolera corresponde a la normativa institucional, a las reglas y a las prácticas que enmarcan la política petrolera). Si asumimos la premisa según la cual el choque externo de 1999 constituye un factor que favorece estos rediseños, es imprescindible analizar cuál es la articulación precisa entre el alza de los precios internacionales del petróleo y las temporalidades internas propias al Ecuador y Venezuela en el rediseño de sus políticas petroleras. A partir de esta misma problemática será posible determinar cuál es el verdadero impacto del boom petrolero, analizando con profundidad las variables independientes a los procesos contrastantes de los rediseños de las políticas petroleras en el Ecuador y Venezuela.

Palabras claves: geopolítica, gobernanza petrolera, políticas petroleras.

* Candidato al Doctorado en Ciencia Política por la Universidad de París 3/Institut des Hautes Etudes de l'Amérique Latine (Francia) e Investigador asociado de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Sede Ecuador)/Observatorio Socioambiental.

Introducción

Varios parámetros (económico, social, tecnológico, financiero, político, geopolítico) se sobreponen e inciden en la configuración actual de los sistemas de gobernanza petrolera, pero existen variables más relevantes que otras para explicar por qué el alza de los precios internacionales del petróleo no ha desembocado en la aplicación de políticas similares en el Ecuador y Venezuela. En efecto, por más coincidencias políticas e ideológicas que podamos observar hoy en día entre el jefe de Estado ecuatoriano, Rafael Correa, y su homólogo venezolano, Hugo Chávez, es indispensable precisar que los procesos de los rediseños de las políticas petroleras no se originaron en el mandato de Rafael Correa, sino que se inscriben en una dinámica más larga, lo cual justifica en nuestro caso la comparación diacrónica a partir de los años noventa y justifica la comparación en ambos casos para ilustrar la imposibilidad de hacer una transposición mecánica de una política sectorial de un país a otro. En efecto, por más similitudes que existan entre Ecuador y Venezuela, la realidad petrolera nacional propia a cada país presenta divergencias con la realidad petrolera del país vecino.

Destacamos entre las principales similitudes, que el petróleo constituye el mayor producto de exportación y la fuente principal de ingresos económicos tanto para el Ecuador como para Venezuela; además, estos dos países pertenecen a una misma región geográfica, lo cual conlleva, en la mayoría de los casos, relaciones políticas y económicas entre países vecinos que nos permiten observar si existen fenómenos de interdependencia; finalmente, ambos países están involucrados en el rediseño (independientemente de la forma y de la extensión de éste) de sus políticas petroleras.

Entre las principales diferencias observamos una amplitud distinta en los rediseños de las políticas petroleras. Además, a pesar de que el petróleo corresponde al mayor recurso económico para el Ecuador y Venezuela, no lo tienen en la misma cantidad, de tal modo que cada uno posee un papel estratégico distinto en el escenario petrolero internacional. Venezuela con su compañía nacional Petróleos de Venezuela S. A. (PdVSA), goza adicionalmente de una dimensión internacional que no tiene el Ecuador con Petroecuador y tiene un papel importante en la

Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Las estructuras de las empresas nacionales de petróleo difieren además una de otra.¹

Sin embargo, no hay que considerar estas diferencias de contexto desde una posición antagónica, sino más bien contrastante. Dado la especificidad del objeto de estudio y el hecho de que el mercado petrolero no corresponde a un mercado cualquiera sino a un mercado globalizado por excelencia, como lo desarrollaremos más adelante, en nuestro caso es indispensable analizar de forma conjunta las condiciones económicas y políticas que impulsan y dan forma a los rediseños de la gobernanza petrolera en Ecuador y Venezuela.

Empezaremos recalcando la incidencia de la variable económica, mediante el impacto del alza de los precios internacionales del petróleo² en las políticas petroleras ecuatorianas y venezolanas. Luego es necesario poner en perspectiva la posición geopolítica distinta del Ecuador y de Venezuela en el escenario petrolero internacional, lo cual va a explicar los procesos contrastantes entre los dos países. La geopolítica corresponde a toda clase de rivalidades de poderes que compiten, tanto a nivel mundial como local para el control de un país, o de un espacio dentro del mismo (Sébillé-Lopez, 2006: 10).

De allí pondremos en relieve la importancia de la variable política analizando la innovación política como forma de ruptura con el sistema de gobernanza petrolera, el cual incluye en cada uno de los casos una ley de hidrocarburos, una ley relativa al estatus de la empresa petrolera nacional, y distintos reglamentos que enmarcan las anteriores políticas petroleras (Fontaine y Narváez, 2005: 178). Estudiaremos la relación flujo-reflujo entre la época de la apertura comercial en los años noventa y el período actual de rediseño de las políticas petroleras. Finalmente, nos enfocaremos en la articulación entre las políticas petroleras y los contextos políticos

- 1 Petroecuador constituye un holding que abarca a Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial mientras que PdVSA se divide en dos vicepresidencias principales, una de exploración y producción y otra de refinación, comercio y suministro; PdVSA cuenta además con bastante filiales con el fin de favorecer el desarrollo endógeno nacional (Palmaven, Deltaven, etc.).
- 2 Los precios promedios de los crudos ecuatoriano y venezolano son respectivamente de 71,4 USD y de 76,52 USD en octubre de 2007 (datos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo de Venezuela y del Banco Central del Ecuador).

propios de Ecuador y de Venezuela, y en la manera como esta relación explica los procesos contrastantes de los rediseños en este sector.

La incidencia del alza de los precios internacionales del petróleo

Especificidad del choque petrolero de 1999

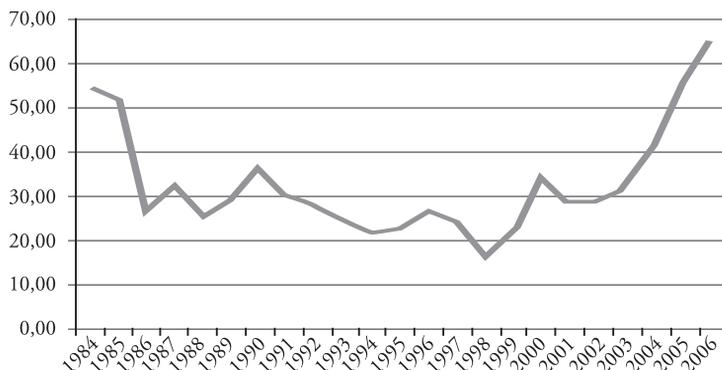
Si bien se puede observar una tendencia general al alza de los precios internacionales del petróleo desde 1999, es en el 2001 que el mercado petrolero sufre un cambio estructural. A partir de 2002, los precios internacionales de petróleo ya no son tanto condicionados por la oferta sino más bien por la demanda, tal como lo desarrollamos más adelante. En efecto, los años anteriores se caracterizan más bien por la volatilidad de los mismos (Cf. Gráfico 1) alternándose períodos de alza y de baja de los precios internacionales del petróleo. Además, las proyecciones a largo como a corto plazo emitidas por los principales actores del escenario petrolero mundial en estos años (Agencia internacional de energía, OPEP y Estados Unidos) demuestran que esta tendencia al alza dentro de un contexto fuertemente volátil no predeterminaba, para estos actores, una nueva configuración del mercado petrolero (Campodónico, 2001: 19-22). Esta situación se entiende a partir de los factores circunstanciales que explican el contexto mismo de volatilidad de los precios.

En abril de 1999, los precios del petróleo empezaron a subir con el recorte de la producción de la OPEP en reacción a los bajos precios de 1998 (año en el cual el precio real del petróleo llegó a su nivel más bajo en los últimos 25 años). La crisis petrolera que se confirma en los años siguientes no corresponde a una restricción por parte de la oferta como en las crisis precedentes (1973 y 1979), sino que se trata de un choque de la demanda que se explica a partir de dos factores estructurales.

Por una parte, observamos un fuerte incremento repentino de las necesidades petroleras de la comunidad mundial (demanda importante en los Estados Unidos, primer consumidor mundial, crecimiento económico de China e India, etc.). El incremento importante de la demanda de petróleo de China se explica a raíz del plan 2001-2005 del Estado chino

Gráfico 1

Precio del "brent" (USD/barril*)



Fuente: British Petroleum (2007). Statistical Review of World Energy. June 2007. Disponible [20/03/2008] en: www.bp.com/statisticalreview

*Precios en dólares constantes de 2006.

de favorecer la compra de automóviles por los particulares con el fin de favorecer el desarrollo económico nacional (el sector automóvil siendo un sector clave de los países industrializados). En 2002, la venta de este tipo de vehículos aumentó de un 44 %, y de 86 % en 2003, lo cual repercute directamente en el consumo nacional de petróleo (Allaire, 2005). En 2003, el aumento de la demanda mundial es de 2,1 %, superando así el crecimiento promedio de los diez años anteriores, de 1,6 % (de Lestrang *et al.*, 2005: 30).

Y, por otra parte, las incertidumbres relativas al pico de producción, que se determina a partir del ratio reservas/producción, alimentan la especulación y repercuten directamente en el precio del petróleo. Dos tesis se contraponen al respecto. Una "pesimista" que considera que el pico de producción será en el 2010 y otra "optimista", la de la Agencia internacional de energía (AIE), que considera que será en el 2037 (de Lestrang *et al.*, 2005: 17-19).

Un mercado global

Es preciso recordar las distintas razones por las cuales el mercado petrolero constituye un mercado global, como lo enunciamos en la introducción de nuestro estudio. Después de la primera guerra mundial, las principales potencias se dieron cuenta de la importancia del petróleo en tiempo de guerra. Entre los años 1945 y 1975, este recurso se convirtió en la energía dominante y desde aquella época la dependencia hacia éste se ha intensificado hasta hoy. Si el petróleo era una cuestión de política interior para un grupo limitado de Estados, el número de Estados se ha multiplicado por tres desde 1945. Entre los años treinta y cincuenta, el consumo de petróleo se multiplicó por cuatro con la democratización del automóvil. Con el desarrollo de los transportes, el uso del petróleo como carburante, en el plástico, las materias sintéticas, la emergencia de los Nuevos países industrializados (NPI) en la última parte del siglo XX, y el aumento de las importaciones de los Estados Unidos con relación a su producción interna y al crecimiento de su consumo, la dependencia hacia el petróleo se incrementó. Es así como el mercado petrolero se convirtió en un mercado global (Séville Lopez, 2006: 5-8).

Además el sector petrolero está estrechamente relacionado con el fenómeno de globalización, fenómeno en el que se articulan los sistemas que constituyen el orden global actual que se originó en los años setenta con la crisis petrolera y que se consolidó con la caída del muro de Berlín y la hegemonía del sistema capitalista (Casas, 2003: 75). Nos damos cuenta por consiguiente de la interacción mutua entre lo económico y lo político (la dimensión política será analizada con atención en la última parte de nuestro estudio) en los rediseños actuales de los sistemas de gobernanza petrolera, siendo estos últimos directamente relacionados con el alza de los precios mismos del petróleo.

La incidencia de la variable geopolítica

El mercado petrolero internacional no se inscribe en una dimensión exclusivamente económica sino también geopolítica.

“Dans la logique de la marchandise, une ressource comme le pétrole doit aussi être un facteur d’accumulation et cet aspect devient central dans son exploitation. La valeur d’échange devenant prédominante, les autres aspects passent au second plan, que ce soit la rationalité de l’usage, l’existence de ressources énergétiques alternatives ou les ‘externalités’ négatives écologiques, sociales et politiques. Il en résulte que les rivalités pour le contrôle de la production et de la distribution du pétrole n’ont pas seulement pour origine la satisfaction des besoins énergétiques, aussi pressants qu’ils soient aujourd’hui, mais aussi la plus-value qu’il permet de générer”.

(Centre Tricontinental, 2003: 10).

La explotación del petróleo y los criterios a los cuales está condicionada esta actividad se cumple en un entorno de rivalidades entre los distintos actores involucrados en este sector. Cada categoría de actor, partiendo de la hipótesis de que cada actor es racional, está conciente de que la búsqueda de su propio interés interfiere y suele oponerse al interés de terceros. Por lo cual, su estrategia presupone el conocimiento de su propia posición, en el espacio en el que se relaciona con los demás actores.

Por esta misma razón, la posición geopolítica de un país en el escenario petrolero internacional condiciona en parte su proceso de rediseño de su política petrolera. En efecto, en el caso de un boom petrolero es más fácil para un país que dispone de grandes reservas de petróleo, el rediseño de su política petrolera para garantizar los intereses del Estado, dada la atracción de su subsuelo con los distintos socios económicos dependientes de este recurso. Su situación geopolítica le ofrece un margen de acción y de negociación más grande con ellos, mientras que un país con menores reservas no dispone de esta ventaja y sufre de una dependencia tanto tecnológica como financiera más aguda hacia el extranjero. El estudio de la posición geopolítica de Ecuador y de Venezuela comprueba esta hipótesis.

Posición del Ecuador y de Venezuela en el escenario petrolero internacional

El Ecuador es un país con petróleo y Venezuela un país petrolero como lo indican las cifras siguientes. En el 2004, el petróleo en el Ecuador representa el 40 % de las exportaciones y el 30 % de los ingresos del gobierno,

en Venezuela, el petróleo representa el 75 % de las exportaciones y el 50 % de los ingresos del gobierno (OLADE, 2005). Además, como lo reflejan las cifras de la tabla siguiente, nos damos cuenta de que estos dos países no disponen del recurso petrolero en la misma cantidad. En efecto, la estimación de vida de las reservas petroleras venezolanas es de 70 años contra sólo 26 para Ecuador, tal como lo indica la tabla siguiente (Cf. Tabla 1).

Tabla 1 Reservas probadas (continente y costa afuera) de petróleo crudo en 2004			
Países	Reservas (MMB)	Producción (MMB)	Reser./Prod. (Años)
Venezuela	80.591	1.151	70
México	12.882	1.226	11
Brasil	11.245	543	21
Ecuador	5.060	192	26
Argentina	2.321	254	9
Colombia	5.060	193	8
Guatemala	493	7	70
Bolivia	462	14	33
Perú	379	29	13
Total de América Latina y el Caribe	116.182	3.684	32
Elaboración del autor. Fuente: OLADE/Dirección de Planificación y Economía de la Energía-Ministerio de Energía y Minas de la República Bolivariana de Venezuela, 2005. MMB: millones de barriles.			

En un país donde el petróleo no sólo corresponde a la primera fuente de ingresos, sino que este genera una dependencia considerable, la estructura petrolera nacional es por lo general sólida, como en el caso venezolano. Venezuela tiene una capacidad de refinación en el exterior, a diferencia del

Ecuador que importa productos derivados dada la insuficiencia de la capacidad de refinación nacional. Esta precisión ilustra la incidencia de la variable geopolítica en la capacidad de un Estado para controlar el conjunto de las actividades de la industria petrolera en su territorio.

El siguiente elemento pone en relieve el modo en el que la posición de un Estado para rediseñar o vigilar el cumplimiento y el respecto su sistema de gobernanza petrolera se inscribe, entre otras, en una dimensión geopolítica. En cuanto al caso ecuatoriano, en mayo de 2006 el gobierno ecuatoriano de Alfredo Palacio declaró la caducidad del contrato de la Oxy por no haber respetado los términos del mismo y haber vendido el 40 % de sus acciones a la compañía canadiense Encana, lo cual corresponde a una violación del sistema de gobernanza petrolera en vigor. Por ello, el Ministro de Energía de ese entonces, Iván Rodríguez, decidió que Oxy, que operaba en el país desde los años noventa, deberá “devolver inmediatamente las áreas contratadas, las instalaciones y los equipos y maquinaria para la explotación o producción de crudo”.³

Los Estados Unidos rompieron entonces, las negociaciones del Tratado de Libre Comercio con el Ecuador y la compañía Oxy recurrió al arbitraje internacional que se realiza en el Centro internacional de arreglo de diferencias relativas a inversiones (CIADI), centro que depende del Banco Mundial (BM). La participación de este organismo en el arbitraje subraya la interconexión estrecha entre las lógicas de soberanía y del mercado en el sector petrolero. En efecto, el Banco Mundial se adhiere al consenso de Washington, cuya política radica en liberalizar las actividades del mercado. Esta posición del Banco Mundial explica el hecho de que participe en el arbitraje internacional no sólo como juez entre las partes opuestas, sino también como parte, dada su propensión a defender la desregulación de la economía.

La situación geopolítica petrolera de los países condiciona su posición en el escenario energético internacional. A lo largo de estos años Venezuela se convirtió en un actor central multiplicando los acuerdos bilaterales en el tema de la cooperación energética (intercambio de información, producción, transporte, etc.) con diversos socios económicos (Vietnam,

3 BBC (16 de mayo de 2006) “Ecuador: gobierno toma petrolera”.

India, Irán, etc.), lo cual impacta en el equilibrio geopolítico mundial. Aprovechando de la bonanza petrolera, Venezuela lidera e intensifica la cooperación petrolera con varios países de la región con el fin de lograr la integración energética de América Latina. Si desde el acuerdo de San José (1980), Venezuela y México venden petróleo a tarifas preferenciales a países del Caribe y de Centroamérica, en el año 2000, Venezuela entabla un proceso similar en el Caribe incluyendo esta vez a Cuba con el Acuerdo de cooperación energética de Caracas. La dinámica se complementa en junio de 2005 con la creación de un órgano habilitador de las políticas en la región, mediante la empresa Petrocaribe. Como consecuencia de estos acuerdos, PdVSA asume un papel crucial en el escenario petrolero internacional, a diferencia de la empresa estatal ecuatoriana Petroecuador.

La relevancia de la innovación política

La innovación política como forma de ruptura con la apertura comercial en los años noventa

Si la temporalidad externa, correspondiente al choque petrolero de 1999, favorece el rediseño de las políticas petroleras en Ecuador y Venezuela, es menester estudiar este proceso no sólo como mecanismo corolario al choque, sino como innovación política en ruptura con la dinámica anterior de la gobernanza petrolera de cada país.

La realidad del escenario energético de los años setenta, nos demuestra que las condiciones internas relacionadas con la voluntad política de romper con el escenario petrolero anterior constituyen un factor fundamental para entender los procesos de nacionalización del sector petrolero en aquella década. En 1971, en el Ecuador fue creada la empresa pública del país, la Corporación estatal de petróleos del Ecuador (CEPE) (que se volvió Petroecuador en 1989). Tras el golpe de Estado en febrero de 1972, Gustavo Jarrín Ampudia, ministro de los Recursos Naturales en el gobierno militar de Guillermo Rodríguez Lara, emprendió una política nacionalista que desembocó en 1976 con la cesión de los activos de Gulf Oil en este país (Fontaine, 2003: 71-72).

En Venezuela, la compañía Petroven (la futura PdVSA) fue creada en 1975. Si es cierto que la crisis petrolera mundial provocó una exaltación del nacionalismo venezolano que desembocó en la aplicación de la revolución estatista de la primera presidencia de Carlos Andrés Pérez (1974-1979), la nacionalización efectiva de la actividad petrolera el 1 de enero de 1976 se remite a un consenso general compartido, tanto por los políticos como por los profesionales y los empleados de la industria petrolera. Esta tendencia emergió en 1967 cuando el gobierno creó la empresa pública Corporación venezolana del petróleo (CVP), reservándole el monopolio del desarrollo de todas las nuevas zonas petroleras en el país. A principios de los años sesenta, las multinacionales no vieron renovadas sus concesiones, lo que era permitido por la ley de 1943 según la cual estas compañías podían renovar sus concesiones a mitad del período para otros cuarenta años (Espinasa, 2005: 72). Estos eventos demuestran que la nacionalización del sector petrolero se inscribe en un proceso que empezó en la década anterior al primer choque petrolero de 1973. Por esta misma razón, es esencial poner en perspectiva los rediseños de las políticas petroleras contemporáneos, relacionándolos con la tendencia de las políticas petroleras anteriores, en la década de los años noventa.

Los años noventa se caracterizaron por una ola privatizadora en los países productores latinoamericanos que se tradujo en una dependencia aguda tanto financiera (inversiones) como tecnológica (infraestructuras) de estos países hacia las multinacionales extranjeras, período en el que nuevas normativas legales dieron forma a un escenario en el que las transnacionales obtuvieron mayores prerrogativas. En Venezuela, la situación de la industria petrolera cambió radicalmente en los años noventa en particular en 1995, año en el que el ingreso de capital extranjero a la actividad exploratoria fue permitida nuevamente con la aprobación del Congreso de los convenios de asociación para la exploración a riesgo de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo el esquema de ganancias compartidas (Campodónico, 2004: 102). En el Ecuador, ya en 1993, la promulgación de la ley No. 44 consagró la disminución de los impuestos sobre las ganancias y flexibilizó el control de cambio sobre la repatriación de los capitales de las transnacionales en actividad en el país, con el

fin de favorecer la inversión extranjera en el sector petrolero (Fontaine y Narváez, 2005: 182).

Si los dos países emprenden rediseños para fortalecer el papel del Estado en el sistema de gobernanza petrolera, no tienen la misma amplitud a pesar de que la política petrolera en el Ecuador esté cambiando a favor del Estado desde hace unos años, con la reforma de la Ley orgánica de responsabilidad, estabilización y transparencia fiscal y la desaparición del Fondo de Estabilización, Inversión y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP) en julio de 2005. Rafael Correa, ministro de Economía y Finanzas, en ese entonces, tomó esta medida con el fin de que el Estado ecuatoriano asuma una posición más soberana en la cual los recursos obtenidos a partir de la actividad petrolera no estén destinados en prioridad al pago de la deuda externa, sino al bienestar social en el país, lo cual conlleva establecer una gobernanza petrolera más autónoma en cuanto a los intereses extranjeros y más articulada a los intereses nacionales. Por esta razón, el FEIREP fue sustituido por una cuenta autónoma, la cuenta especial de reactivación productiva y social, del desarrollo científico-tecnológico y de la estabilización fiscal, con una asignación de usos distinta, con fines productivos y sociales (CEPAL, 2005: 111).

A esta reforma, se suma la de la redistribución de la renta petrolera estatal⁴ a favor del Estado bajo el esquema “50/50” mediante la expedición de la ley número 42-2006 reformatoria a la Ley de hidrocarburos publicada en el suplemento del Registro Oficial número 357 de 25 de abril de 2006; hasta esta reforma, las transnacionales tenían aproximadamente el 80 % de los beneficios de la venta del petróleo.

Sin embargo, en cuanto a las disposiciones legales de 1999, y de 2000 con la Ley de transformación económica que permite la inversión extranjera en el “downstream”⁵ de la actividad petrolera, y la modificación el 18

4 El Banco Mundial define la renta petrolera como “la suma de todos los ingresos 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.

5 Las actividades del *downstream* corresponden a las de refinación, transporte y comercialización; las actividades del *upstream* a las de exploración y de extracción.

de agosto del 2000 de la Ley de los hidrocarburos del 1978, cuya meta consiste en garantizar la libre concurrencia en todas las actividades petroleras del país, el modelo ecuatoriano es más “privatista” con respecto al venezolano (Campodónico, 2004: 68-69). Esquema con el cual quiere romper el Presidente Rafael Correa, como lo refleja el Decreto Ejecutivo del 4 de octubre del 2007, según el cual el 99 % de las ganancias extraordinarias del petróleo corresponden al Estado (*El Comercio*, 05/10/07). En el caso ecuatoriano, nos enfocamos particularmente en este estudio en el mandato de Rafel Correa, en la medida en que los principales rediseños nacionalistas de la gobernanza petrolera del Ecuador en estos últimos años se remiten a la acción de este mismo gobierno.

Ya se está planeando una dinámica soberana en Venezuela desde 1998. En efecto, el gobierno de Hugo Chávez no solo impulsó los rediseños actuales a partir del choque petrolero de 1999, sino más bien en reacción al anterior sistema de gobernanza petrolera, implementado en la época de la apertura comercial. En 1998, el Movimiento Electoral del Pueblo (MEP) forma parte de la coalición del Polo Patriótico con el Movimiento V República (MVR), Patria para Todos (PPT) y el Movimiento al Socialismo (MAS) para sostener la candidatura de Hugo Chávez. Este partido defiende una concepción clara de lo que debe ser la política petrolera de un país exportador según la cual, primero, corresponde al Estado regular la producción del petróleo con el fin de conservar este recurso no renovable y segundo, la Nación debe recibir una retribución de parte de las compañías que explotan este recurso.

Así en el 2001 la nueva Ley orgánica de hidrocarburos institucionaliza la prioridad del gobierno de Chávez, que consiste en garantizar el control de la gestión de la industria petrolera por parte del Estado (aumento de la participación estatal, y de un modo general de las regalías del 16,66 % al 30 %). El redactor principal de esta ley es el ministro Silva Calderón, unos de los fundadores del MEP (Moya, 2005: 477-491). En abril de 2006, se institucionalizan, además, los cambios de los contratos que ya no son de concesión sino de asociación bajo la figura de empresa mixta. El cambio radica en el hecho de que el Estado se convierte en el socio principal de los contratos. Cualquier compañía interesada en la explotación de un campo petrolero en Venezuela debe asociarse con el Estado que

constituye el socio mayoritario (60 % como mínimo), incluso en la Faja petrolífera del Orinoco desde febrero del 2007 (Decreto-Ley No. 5200) (OLADE, 2007).

El sector petrolero, un sector público clave

La cuestión petrolera, incluso a nivel nacional, no puede ser enfocada desde una perspectiva sectorial sino que tiene que abarcar una dimensión de política interior en relación con el contexto político general de cada país, lo que Pierre Muller llama relación global sectorial (Muller, 1994).

Según esta relación, ningún sector de acción pública es independiente de los demás espacios de intervención del Estado. Desde esta perspectiva, cada sector de acción pública es pensado, aplicado y evaluado en una dimensión general en la que varios niveles están en interacción, entre ellos, lo político, lo económico y social. La triangulación entre estos niveles, por más imperfecta que sea, desemboca en decisiones y acciones políticas diferentes de un país a otro. En efecto, el interés de los líderes estatales y la naturaleza de las instituciones nacionales condiciona el proceso reformatorio y la forma bajo la cual se ejerce los elementos que difieren de un país a otro.

Si el petróleo puede representar la principal riqueza de un país, no significa que el Estado decida usar este recurso como piedra angular de un programa, como lo es en Venezuela con la revolución bolivariana, (el peso de la deuda externa puede particularmente restringir la autonomía del Estado en el diseño de sus políticas petroleras). Una política de administración de un recurso como el petróleo, manejada desde una perspectiva demasiado sectorial o circunstancial con falta de proyección a mediano y largo plazo, difiere de hecho con una política de instrumentación política de este recurso, lo cual desemboca en mecanismos diferentes de los rediseños de las políticas petroleras. A diferencia del caso venezolano, en el Ecuador, en proceso de cambio político institucional con la Asamblea Constituyente, aún no ha sido determinado definitivamente el papel atribuido al petróleo en los cambios que quiere emprender el Estado.

En junio de 2007, Rafael Correa apoyó la propuesta de Alberto Acosta (ministro de Energía, en ese entonces) para conseguir recursos a cambio de dejar en tierra el petróleo del proyecto Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT) en el parque Yasuní. Si es cierto que la posición final del ejecutivo queda por definirse, el Estado ecuatoriano entabló en paralelo negociaciones con el consorcio formado por Petrobras (Brasil), Enap (Chile) y SINOPEC (China), y PdVSA para determinar los escenarios posibles de explotación de crudo del proyecto ITT (*El Mercurio*, 20 de agosto de 2008).

Esta medida no sólo se remite a la trayectoria del desarrollo económico del país (lo cual no corresponde al objeto de nuestro estudio), sino también a la gobernanza petrolera del mismo. En efecto, el caso del proyecto ITT pone en relieve uno de los males endémicos de la actividad petrolera en el país (dependencia de Petroecuador hacia el ejecutivo, falta de capacidad de inversión de la empresa nacional), la falta de proyección a mediano o largo plazo de una política petrolera estatal. La gobernanza petrolera en el Ecuador, tanto en sus reglas como en sus prácticas, requiere estar pensada y definida con una visión a largo plazo; tipo de política que difiere de una política gubernamental que percibe la actividad petrolera a corto plazo en función de las propuestas de empresas extranjeras, a partir de una perspectiva rentista.

Esta proyección autónoma a largo plazo supone la existencia de una planificación precisa, no sólo de la política petrolera sino ambiental, económica y social del país. La capacidad de un Estado de implementar políticas a largo plazo se articula con el contexto político institucional general del país. En efecto, el ejecutivo define la política petrolera, cuya trayectoria es revisada con cada nuevo gobierno, situación que no presenta cambios en Venezuela desde 1998 (año de la primera elección presidencial de Chávez), a diferencia del Ecuador, que sufrió varias destituciones presidenciales en estos últimos años (Abdalá Bucaram en 1997, Jamil Mahuad en 2000 y Lucio Gutiérrez en 2005).

El objetivo de la Asamblea Constituyente en el Ecuador consiste en institucionalizar nuevas reglas del juego político institucional, modificando así las matrices cognitivas y normativas de la sociedad, el “referencial” según el término definido por Bruno Jobert. No obstante, el cambio de “referencial” no corresponde a un mecanismo de sustitución inmediato,

sino que existe una fase de concurrencia entre los “referenciales” (Jobert, 1992). El Estado debe ajustar, negociar, no decide *ipso facto* el reemplazo de un “referencial” por otro. Se trata de un proceso, en el que debe intervenir la aplicación de nuevos instrumentos de política pública que interfieren sobre el “referencial” que regía hasta entonces.

El triunfo del movimiento oficialista para las elecciones de los asambleístas actuó como un detonante para emprender cambios en el principal sector económico del país mediante la modificación de la distribución de las ganancias extraordinarias del petróleo, la fijación al 31 de octubre de 2007 como fecha tope para que las compañías cancelen sus deudas con el Estado. Además el gobierno manifestó su interés para convertir los contratos de participación en contratos de prestación de servicios⁶ (*El Comercio*, 22/10/07). La articulación entre la agenda electoral y política del gobierno recalca, una vez más, el interés de no estudiar los rediseños de las políticas petroleras desde una perspectiva estrictamente sectorial en la medida en que estos cambios se relacionan y se inscriben en el contexto político general propio de cada país, lo cual permite entender los procesos asimétricos entre las dinámicas “rediseñadoras” ecuatoriana y venezolana.

Si bien los procesos de rediseños de las políticas petroleras contrastan entre Ecuador y Venezuela, no se puede negar las coincidencias políticas e ideológicas entre Correa y Chávez, por lo cual es preciso determinar si existe o no un fenómeno de interdependencia en nuestro caso. Hay interdependencia política cuando distintos regímenes se influyen, se imitan, mientras van adaptándose de manera similar a su ámbito interior y exterior. El ámbito exterior al que corresponde el alza de los precios internacionales del petróleo favorece los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera en cada país, por lo tanto, en cuanto a esta dimensión, sí se puede observar una forma de interdependencia entre Ecuador y Venezuela. No obstante, este fenómeno se remite además a una depen-

6 En el contrato de participación, la empresa contratada asume los costos de exploración y percibe, en cambio, una parte de la producción en caso de comercialización de las reservas descubiertas mientras que en el contrato de prestación de servicios, la empresa contratada asume los costos de exploración y de explotación, pero el Estado le devuelve la totalidad de las inversiones en caso de explotación del yacimiento (Fontaine y Narváez, 2005: 181).

dencia común (hacia el petróleo) y una dependencia recíproca (Dabène, 1997: 26-28). La explotación de la franja del Orinoco en Venezuela requiere socios, y el Ecuador necesita aumentar su capacidad de refinación nacional, por lo cual firmó un acuerdo en agosto de 2007 con Venezuela sobre la construcción de una refinería en Manabí.

Sin embargo, cabe precisar que en el contexto actual no observamos un fenómeno de interdependencia política real entre estos dos países. En efecto, la firma de acuerdos no corresponde ni garantiza la concretización de los mismos y la cooperación entre países no implica necesariamente que haya un fenómeno de interdependencia política entre los dos países. El proyecto bilateral de construcción de un gasoducto entre Colombia y Venezuela demuestra que la cooperación económica y la interdependencia política pueden ser fenómenos totalmente independientes el uno del otro.

Límites del factor político

A pesar de la necesidad de la decisión y de la acción política para rediseñar las políticas petroleras, el factor político tiene sus límites. En efecto “la innovación política puede dejar intacto el poder económico de la clase dominante” (Andrade y Olano, 2005: 116). Sea en el caso ecuatoriano o en el venezolano, la economía sigue basándose en el sector financiero y no en el sector productivo.

En cuanto al caso venezolano, por más fuerte y revolucionario que sea el proceso político bolivariano, no repercute en el ámbito estrictamente económico con tanto vigor.

“Así pues, la administración del actual boom petrolero en Venezuela repite y afirma el patrón histórico de la economía venezolana, siendo (la renta petrolera) una transferencia unilateral de ingresos proveniente del resto del mundo, la renta petrolera genera una sobre-evaluación estructural del signo monetario, estimulando el consumo importado de bienes de capital y generando una sobre-exposición de la capacidad instalada de la economía (baja productividad) [...] el sector privado experimenta una crisis de realización, y fuertes caídas en la rentabilidad y en el ritmo de inver-

sión, en tanto que el Estado cae presa de una dependencia creciente de la renta petrolera”.

(Andrade y Olano, 2005).

Nos damos cuenta, entonces, de que la innovación política no garantiza modificar la trayectoria económica de un país. Por más esfuerzos que se implementen en Venezuela (en el sector petrolero, mediante las “misiones”, las cooperativas, etc.) estos cambios no transformaron de manera estructural el orden económico del país, más bien, la revolución bolivariana se realiza gracias a los ingresos petroleros, lo cual no corresponde a ningún cambio estructural, sino que se remite a la realidad histórica del modo de desarrollo económico del país y al paradigma de la enfermedad holandesa⁸. La economía del país “no se sustenta principalmente por el trabajo productivo y la ganancia sino por una renta que se captura en el mercado internacional” (López Maya, 2007). Será particularmente interesante estudiar el impacto de la Asamblea Constituyente en el Ecuador, y de la Ley habilitante, que autoriza Hugo Chávez desde febrero de 2007 y durante 18 meses a dictar decretos con valor de ley (con el fin de acelerar la revolución bolivariana), en el modo de desarrollo económico de estos países y el papel del sector petrolero en éste.

Conclusión

Los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera a los cuales asistimos desde el choque petrolero de 1999 en el Ecuador y Venezuela sólo pueden entenderse relacionando estos procesos con las temporalidades internas a cada país. En efecto, un fenómeno exterior, por más importante que sea, no basta por sí sólo para explicar que se pueda rediseñar un sector preciso en varios países solamente a partir de este mismo fenómeno, es imprescindible incorporar al análisis los factores interiores y específicos de cada país. Adoptando la perspectiva de Olivier Dabène, podemos afirmar que el choque externo de 1999 constituye una “transmisión mundial de coyuntura”, y produce “sincronizaciones de coyuntura” contrastantes, entre el Ecuador y Venezuela, que se articulan con las tempo-

ralidades internas específicas a cada contexto nacional (Dabène, 1997).

Para determinarlo, es necesario analizar la incidencia del alza de los precios internacionales del petróleo en los rediseños de las políticas petroleras en el Ecuador y Venezuela, para entender así la manera como las fuerzas del mercado presionan estos mismos países para que modifiquen sus sistemas de gobernanza petrolera.

Luego, es indispensable tomar en cuenta la relevancia de la posición geopolítica condicionada por el estado de las reservas de petróleo en cada país y por la importancia y la estructura de las empresas petroleras nacionales para entender la diversidad morfológica de estos mismos rediseños en la región.

Además, hace falta enfocarnos en las trayectorias políticas propias a cada país, lo cual impacta de facto en el manejo del sector petrolero nacional. Tratar la relación flujo-reflujo entre la época de la apertura comercial y el período contemporáneo, nos permite poner en perspectiva la innovación política como forma de ruptura con el sistema de gobernanza petrolera anterior. Finalmente, el estudio de la articulación de la política sectorial con el contexto político general propio a cada país, constituye un factor fundamental para entender y analizar los procesos contrastantes de los rediseños y así discutir del choque petrolero de 1999 en los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela.

Bibliografía

- Allaire, J. (2005). “Le casse-tête de l’état chinois: encourager la consommation d’automobile en décourageant la consommation d’énergie”. *Revue de l’Energie*, 563.
- Andrade, A. P., Olano A. A. (2005). *Constitucionalismo autoritario: los regímenes contemporáneos en la Región Andina*. Quito: Corporación Editora Nacional-Universidad Andina Simón Bolívar.
- BCE (Banco Central del Ecuador) (2007). “Cifras económicas del Ecuador”. Disponible [26/02/2008] en : <http://www.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorReal/Previsiones/IndCoyuntura/CifrasEconomicas/cie200712.pdf>.

- Campodónico, H. (2001). “Consecuencias del “shock” petrolero en el mercado petrolero internacional a fines de los noventa”. Serie “Recursos naturales e infraestructura”, 24, Santiago de Chile: CEPAL.
- _____ (2004). “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América latina”. Serie “Recursos Naturales e Infraestructura”, 78. Santiago de Chile: CEPAL.
- Casas, Á. M. (2003). *El modelo regional andino: enfoque de economía política internacional*. Quito: Corporación Editora Nacional-Abya Yala-Universidad Andina Simón Bolívar.
- Centre Tricontinental (2003). “Le pétrole dans l'économie et la géostratégie mondiale”. *Alternatives Sud*, 10 (2).
- CEPAL (Comisión Económica Para América Latina y el Caribe) (2005). “Balance preliminar de las economías de América latina y del Caribe”. Santiago de Chile: CEPAL.
- Dabène, O. (1997). *La région Amérique latine. Interdépendance et changement politique*. Paris: Presses de Sciences Po.
- De Lestranges, C., Paillard C. A., Zelenko P. (2005). *Géopolitique du pétrole, Un nouveau marché, de nouveaux risques, des nouveaux mondes*. Paris: Technip.
- 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.
- Espinasa, R. (2005). “L'apogée et l'effondrement de PDVSA, trente ans après la nationalisation”. *Problèmes d'Amérique Latine*, 57/58: 67-91.
- Fontaine, G. (2003). *El precio del petróleo. Conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica*. Quito: FLACSO-IFEA.
- Fontaine, G., Narváez, I. (2005). “Problèmes de la gouvernance énergétique en Equateur”. *Problèmes d'Amérique Latine*, 57/58: 177-197.
- Jobert, B. (1992). “Représentations sociales, controverses et débats dans la conduite des politiques publiques”. *Revue Française de Sciences politiques*, 42 (2): 219-234.
- López Maya, M. (2007). “Del capitalismo al socialismo rentista”. Asamblea Popular Revolucionaria (Aporrea) de Venezuela: Mimeo. Disponible [enero de 2008] <http://www.aporrea.org/ideologia/a32697.html>

- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela (2004). “Petróleo y otros datos estadísticos (PODE) 2004”. Disponible [15/07/2007] en: www.mem.gob.ve
- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo de Venezuela (2007). “Precios del Petróleo. Evolución de Precios 2004 - 2007”. Disponible [enero de 2008] en: <http://www.mem.gob.ve/precio-petroleo/index.php>.
- Muller, P. (1994). “L’analyse cognitive des politiques publiques: vers une sociologie politique de l’action publique”. *Revue Internationale de Politique Comparée*, 1 (1).
- Moya, S. (2005). “Les compagnies pétrolières latino-américaines à l’aube du 3^e millénaire: déclin ou consolidation? 3 cas d’études: Petrobras, Ecopetrol et PDVSA”. Universidad Paris 3, tesis doctoral (Jean-Michel Blanquer, dir.). Paris: Mimeo.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2005). *Informe Energético 2004*. Quito: OLADE. Disponible [18/07/2007] en: www.olade.org.ec
-
- (2007). *Sistema de información energética legal*. Quito: OLADE.
- Sébille-Lopez, P. (2006). *Géopolitique du pétrole*. Paris: Armand Collin.

Nuevas tendencias en la seguridad energética mundial y sus impactos en América Latina

Bertha García Gallegos^{*}

Resumen

La comunidad mundial enfrenta nuevos desafíos en términos de seguridad, que provienen de la relación entre energía - desarrollo sustentable y medio ambiente. Este artículo analiza y discute la manera en que América Latina se posiciona en la globalización con nuevos actores con potencialidad energética. Nos preocupamos en particular por el hecho que el tema de la seguridad incluye nuevas redes, muchas de las cuales están opuestas al liderazgo de los Estados Unidos, en forma de posibles alianzas de signo nacionalista.

Palabras clave: seguridad, seguridad energética, geopolítica sudamericana, energía, medio ambiente, nacionalismo energético.

* Profesora de la Pontificia Universidad Católica del Ecuador/Facultad de Ciencias Humanas/Escuela de Sociología y Ciencias Políticas.

En los límites de la seguridad

El uso y acceso social de la energía ha sido elemento influyente en la historia de la humanidad, especialmente desde los inicios de la industrialización. Sin embargo es solamente ahora, en los comienzos del siglo XXI cuando el tema energético ha cobrado repentinamente una crucial importancia. La globalización en todas sus formas, los efectos negativos e inesperados de la guerra de Irak desde el 2002, la inestabilidad de los precios de los hidrocarburos, el aumento vertiginoso de la demanda mundial de energía fósil y renovable a raíz del desarrollo de las nuevas potencias emergentes (China, India, los países del sudeste asiático), la evidencia científica del cambio climático global inducido por la industria – por consiguiente, la acción del hombre – son todos factores relacionados con la energía que están cambiando drásticamente el escenario internacional (Pfeiffer, 2004). Los temas generados y que merecen ser analizados en profundidad, no se refieren únicamente a los aspectos de oferta y demanda de recursos energéticos fósiles (la economía del carbono: petróleo, gas, y carbón) y sus derivaciones como relaciones de poder, sino sobre todo a aquellos que atañen al efecto conjunto de los múltiples aspectos de estos ámbitos, que hasta hace poco eran tratados por separado como objeto de la preocupación científica y pragmática. Esto es, los temas de la relación entre energía, desarrollo económico y medio ambiente (Isbell, 2007 a).

Desde fines de 2006 – cuando el precio del petróleo se incrementó en un 300 %, punto histórico con respecto a lo registrado en los años noventa, y ocurrieron fenómenos meteorológicos alarmantes que ratificaron el cambio climático – la atención de todos los países sin excepción, ha empezado a girar en torno a las relaciones entre el cambio climático, el desarrollo sustentable y el uso inadecuado de la energía fósil, un problema específico que interesa tanto por sus connotaciones científicas, como por el conjunto de sus efectos sobre la Tierra, la vida, la sociedad, la economía y el orden internacional (Lamy, 2006). Este fenómeno, que denota la intersección de diversos factores poco antes considerados como vitales para el progreso de la sociedad, y que ahora son percibidos como probables amenazas riesgos y desafíos para la misma, con alcance global, es lo que se ha empezado a denominar como “seguridad energética”.

La “seguridad energética” es, de hecho, un concepto de seguridad distinto o al menos inclusivo de otras dimensiones que las contenidas en los conceptos utilizados en análisis precedentes y que tienen relación directa con el poder. Al contrario, aquí las “amenazas”, riesgos y desafíos a los que se hace referencia tienen caracteres muy particulares, son globales, afectan a las condiciones básicas de la vida en el planeta; no pueden ser conjugadas o enfrentadas sólo con recursos de poder de la fuerza y definitivamente no con el uso de la fuerza armada. Es un fenómeno que muestra la interdependencia de todas las zonas geográficas y ecológicas del planeta y requiere de respuestas concertadas entre actores de diverso peso estratégico en la escena mundial, donde la negociación, la ciencia y la razón, la voluntad política, y no la fuerza, tengan un papel fundamental (Sassen, 2007).

En esta ponencia se tratará de explorar las tendencias e implicaciones de este nuevo concepto de seguridad energética que emerge de la sociedad globalizada, modificando sustantivamente los conceptos basados en el uso de la fuerza y en la geopolítica desarrollados hasta aquí en la historia. Sobre todo y particularmente, intentamos examinar cómo actúa esta nueva realidad en el posicionamiento estratégico de América Latina en su conjunto frente al escenario mundial, así como la estructura de las relaciones intra-regionales, basadas en el factor energético y medioambiental. No es menos importante seguir la huella de las formas de poder que interactúan con los nuevos elementos en este nuevo escenario mundial y regional.

El nuevo contexto geoestratégico mundial en torno a energía y medio ambiente

Muchos estudios sobre la globalización han hablado de la pérdida de vigencia del Estado Nacional en el contexto de sociedades más globalizadas por influencia de la tecnología y las comunicaciones (Beck *et al.*, 2001). Pero es posible que el nuevo momento lo destaque nuevamente como el actor político más relevante – aunque no el único – para resolver crisis complejas que escapan al solo juego estratégico de las potencias mundiales. Los límites del poder entre potencias y actores estatales y no

estatales tenderán a borrarse frente a la convicción de que, en plazos más o menos inmediatos, es preciso encontrar soluciones a un problema causado esencialmente por el hombre y la civilización. Esto implica generar una nueva concepción de política que establezca balances entre riesgos y consecuencias, dentro de una visión al mismo tiempo ética y científica de la realidad (Beck *et al.*, 2001).

Intereses aparentemente simples pueden conmovir a una opinión mundial diversa y heterogénea. Nadie puede desvincularse conscientemente de la necesidad de precautelar las condiciones mínimas de la vida. Los Estados nacionales – por su representatividad social – pueden tener, dentro de la comunidad internacional, condiciones para lograr acuerdos en cuanto al uso racional y ético de la energía fósil y renovable, el medioambiente y el desarrollo sustentable. Pero también es cierto que los Estados están más dispuestos a utilizar y capitalizar diversas formas de poder especialmente en la coyuntura actual en que por diversas circunstancias relacionadas con la energía, viejos actores como Estados Unidos y Rusia, o nuevos como China, India, Brasil, se encuentran en busca de un nuevo posicionamiento estratégico en el escenario mundial globalizado.

La movilización de la comunidad internacional al respecto es bastante reciente. Como se anota en el “Memorando G8 Seguridad Energética y Desarrollo” (Lamy, 2006), la discusión se ha iniciado desde 2005, alentada por sucesos como la guerra de Irak, el alza imparable de los precios del petróleo, del gas natural y del carbón, la incertidumbre sobre las reservas de las energías fósiles, la creciente interdependencia energética entre los países, las alertas lanzadas por la comunidad científica sobre los fenómenos climáticos extremos que parecen multiplicarse en varios puntos del planeta.

Por otra parte, en el plano del poder mundial, algunos factores están relativizando la hegemonía de los Estados Unidos y mostrando su vulnerabilidad en el campo energético: primero, la probabilidad del agotamiento de las reservas de las fuentes del carbono, no sólo le obliga a aceptar el incremento de los precios como realidad permanente, sino también a buscar nuevas fuentes de abastecimiento en áreas geográficas más lejanas y hasta hace poco insospechadas, como África. Segundo, la evidencia de que el calentamiento global está afectando su propio territorio, con poca capacidad de controlar los eventos catastróficos concomitantes (Lamy,

2006). Tercero, la irrupción de *nuevos actores* relacionados de una u otra manera con la energía (fósil o alternativa) muchos de ellos contrarios a su política en Irak, está avivando el surgimiento de los nuevos nacionalismos energéticos en diversos puntos del globo. Por último, la necesidad de encontrar recursos alternativos además del gas, como el bioetanol, u otro tipo de energía degradable, por la ingente cantidad de tierra requerida para producir sus insumos vegetales, obliga a cualquier Estado por más poderoso a buscar alianzas favorables más allá de su propio territorio. La nueva posición de los Estados Unidos frente al Tratado de Kyoto y la búsqueda de alianzas con Brasil para el abastecimiento de bioetanol, podría ejemplificar esta situación que hemos mencionado.

Nuevos actores, conflictos y tendencias políticas en el escenario mundial

No sólo se trata de tomar en cuenta las posiciones políticas de la Unión Europea, Canadá, Japón, sobre la urgencia de tratar el cambio climático y encontrar alternativas energéticas, sino también de los nuevos actores en el campo de la oferta de productos energéticos como es el caso de Rusia, las repúblicas ex soviéticas (Bruna, 2004), Venezuela, Irán, Sudáfrica Somalia, Angola, que se benefician de los altos precios. Además están aquellos que mueven la demanda creciente de energía por su vertiginoso desarrollo, como es el caso de China, India, y otros países asiáticos, que han proporcionando de golpe más de 2.000 millones de nuevos consumidores de gas (Isbell, 2007a). Asia ha superado por primera vez a Norteamérica en 2005 como la región de mayor consumo de gas en el mundo y se supone que para el 2.015 el crecimiento de la demanda de energía primaria en China será el doble (un 4,0 % anual) que en el mundo en general (Isbell, 2007a).

El crecimiento de China será un factor de presión en el costo del petróleo y contribuirá a aumentar la competencia por el acceso a los recursos petrolíferos, sobre todo en Oriente Medio, en Asia Central, África y América Latina. Su creciente uso del carbón incidirá en que las emisiones de dióxido de carbono chinas superen las de Estados Unidos en el

2010 (IEA, 2006), por consiguiente la cuestión del cambio climático seguirá siendo candente. Por otra parte, su también creciente demanda de gas natural, contribuirá al poder geopolítico de Rusia, líder mundial en reservas y producción de gas, gran proveedor de Europa, China y potencialmente de Japón y Corea. Su potencial para desarrollar la energía nuclear a gran escala, introducirá un nuevo elemento de incertidumbre en el debate sobre los residuos nucleares y su posible venta en el mercado negro. Cambios muy pequeños en el ritmo de crecimiento chino o en sus comportamientos energéticos implicarían importantes diferencias en el panorama mundial a medio y largo plazo. En muy pocos años, China será un consumidor e importador energético tan – si no más – importante en términos económicos, geopolíticos y medioambientales como Estados Unidos o Europa (Isbell, 2007 b).

Nacionalismos energéticos

Los resultados del mayor desarrollo económico de las potencias emergentes, del aumento de su demanda de energía, y del consiguiente incremento de los precios, están siendo percibidos por parte de los países consumidores como una amenaza de escasez de energía. Pero al mismo tiempo, por el lado de la oferta se observa en diversas regiones el resurgir de los antiguos nacionalismos, muchos de ellos con tintes revanchistas, fincados en el poder que deviene de ser propietarios de un bien escaso, y con dimensiones que denotan los resabios anti globalización, en su versión neoliberal (Isbell, 2007 b).

Los nuevos “nacionalismos energéticos” que están apareciendo en Europa, Asia, América Latina, pueden ser considerados como nuevos movimientos globalizados que guardan no pocas coincidencias entre sí: un antiamericanismo genérico; el interés por la re-nacionalización de los recursos energéticos; cierta hostilidad con las grandes empresas petroleras beneficiarias de contratos arreglados durante la vigencia del neoliberalismo consideradas como renuentes a pagar impuestos y regalías a los Estados dueños de los recursos; la idea de que el momento es propicio para reforzar los procesos de integración entre países emergentes o de

menor desarrollo y ganar poder y espacios de influencia internacional. La base que los propicia son los nuevos recursos provenientes del aumento de los precios del petróleo o el gas que han permitido a sus gobiernos una importante autonomía financiera, y la posibilidad de invertir en políticas sociales al interior de sus sociedades, aumentando su influencia clientelar.

Dentro de Europa, Rusia está obteniendo ventajas geopolíticas de su nueva situación en la competencia energética. Afectada desde los años noventa del siglo pasado por el peso de la transición hacia una economía de mercado, durante la cual liberalizó el sector energético, ahora experimenta un *boom* de la producción y exportación del gas. Esto le permite no sólo estar nuevamente entre los grandes de la Unión Europea y frente a los Estados Unidos, sino también forjar nuevas relaciones con el lejano Oriente, especialmente China y Japón, disputándose con ventajas, zonas de influencia frente a los Estados Unidos que, por su parte, en 2006 hizo un avance notable con su alianza con la India, también en pleno crecimiento económico. El Presidente Vladimir Putin ha manejado una política que trata de recuperar el sector energético para el Estado (Isbell, 2006); una suerte de renacionalización para mantener el dominio sobre las ex repúblicas soviéticas, (Turkmenistán, Uzbekistán, Kazajistán, Kirguistán y Tayikistán) productoras de hidrocarburos) interfiriendo sus rutas de exportación fuera del suelo ruso.

En 2006, cuando las “hermanas” empezaron a exportar a través del oleoducto entre Bakú y Turquía, Rusia afianzó su presencia como el principal proveedor de gas y petróleo en Europa occidental, hasta el punto de que las alarmas energéticas se prenden en la zona cuando ocurren breves recortes en los flujos de exportación a través de Ucrania y Bielorrusia (Comisión de las Comunidades Europeas, 2006). El gobierno ruso ha anunciado la construcción del oleoducto siberiano, que transportará crudo a los mercados de Asia oriental en las costas del Pacífico, especialmente a China, pero también por barco a Japón. Y ha dado a conocer su pretensión de organizar junto con Argelia, Qatar e Irán una suerte del “Cartel del Gas”. Juntos, estos cuatro países poseen más del 60 % de las reservas probadas de gas convencional en el mundo y actualmente producen el 30 % del total mundial (Isbell, 2007 a).

El resurgimiento del nacionalismo energético se ha extendido también a los países árabes e islámicos de Oriente Medio y África del Norte, punto de partida del fenómeno en los años setenta. Estos países han conservado el control estatal sobre sus recursos energéticos, y han ensayado insuficientes políticas sociales por temor al avance del fundamentalismo islámico en sus sociedades sumidas en una fuerte desigualdad en la distribución de la riqueza, y expuestas a grupos radicales como Al Qaeda. También el nacionalismo les ha permitido mayor influencia política en el ámbito internacional y nacional. “A raíz del auge en los precios, Rusia se ha librado de su deuda externa; Angola acaba de entrar en la OPEP a comienzos de 2007” (Isbell, 2007 a).

Muchos analistas consideran que el nacionalismo energético puede encontrar límites reales en el plano internacional, si los consumidores, manejan adecuadas políticas de previsión y emergencia. La seguridad energética, en fin, depende más de la gestión propia del sistema energético interno que del país de origen de gran parte de la energía primaria. “Si el exportador desvía el flujo hacia otros mercados, la naturaleza del mercado global (de un bien fungible como es el petróleo) llevará a un reajuste en los flujos para que el país “penalizado” (por ejemplo, Estados Unidos en el caso de Venezuela) reciba su petróleo desde otros puntos del mercado global. En el “mejor” de los casos, si el mercado no consigue efectuar el ajuste necesario de forma rápida, el resultado podría ser un aumento temporal en el precio que tendría que pagar el país en cuestión” (Isbell, 2007 a: nota 34).¹

Lo que sí preocupa a los analistas son las consecuencias internas del nacionalismo energético para la seguridad de los países consumidores – y posiblemente, también de los países productores. De hecho, afirman, la verdadera amenaza a la seguridad energética no es el uso – de dudosa eficacia – de la energía como un arma, sino la probabilidad de que la creciente presencia del Estado en el sector energético de los países productores tenga un impacto negativo sobre el futuro nivel de inversión. El riesgo estratégico – para todos – será su impacto sobre la oferta de petróleo y

1 Expresiones del nacionalismo energético cunden en los nuevos consumidores de Asia (es decir, China y la India). Para un análisis de este fenómeno, véase Isbell (2006).

gas en el futuro y, por ende, su influencia alcista sobre los precios (Isbell, 2007 a). Quienes critican estas políticas, en general los países consumidores centrales, argumentan que las grandes empresas privadas internacionales, tienen experiencias y conocimientos críticos para el éxito de explotaciones riesgosas (como el caso de los petróleos ultrapesados de Venezuela, del gas licuado y el petróleo del Ártico o de aguas ultra profundas, en el caso de Rusia). Según estas fuentes², el riesgo estratégico para todos los consumidores resultaría del hecho de que tales empresas internacionales privadas que ahora tienen la mayor parte del conocimiento técnico y tecnológico – solamente tienen acceso al petróleo no convencional, cada vez más difícil y caro de encontrar, desarrollar, explotar y mantener.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), estima que la demanda de energía primaria aumentará un 50 % de aquí a 2030 (para el petróleo el aumento sería de casi el 45 %), y las inversiones necesarias para asegurar la oferta correspondiente, serán de más de 20 billones de dólares (en términos anuales, más o menos equivalente al actual PIB anual de una economía emergente como la de Brasil). Con precios altos de la energía y con gobiernos de bajos estándares democráticos, el gran riesgo a corto y medio plazo es que “en los tres grandes focos de nacionalismo energético hoy en día – la zona andina, Oriente Medio y Rusia - no se efectúe el nivel de inversiones necesario para seguir aumentando el nivel de oferta de hidrocarburos para satisfacer la demanda proyectada” (Isbell, 2007 a: 15).

La economía del petróleo y el gas en América Latina

América Latina tiene en su geografía a uno de los más potentes y tradicionales actores energéticos, Venezuela, y a otros líderes menores que han cobrado mayor importancia con la coyuntura mundial. Entre 2000 y 2001, la economía venezolana estuvo en recesión³ por el bajo precio internacional

2 Banco Mundial. La Asociación Internacional de Fomento (AIF), establecida en 1960, Otorga préstamos y donaciones para programas sociales. Opera en más de 80 países, 40 de los cuales están en África.

3 Isbell, “Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (I): el resurgimiento del nacionalismo energético” 2007. Dto. Pdf. pp. 5 y 6. Hugo Chávez fue elegido en 1989 y cambió la política

del petróleo y por la crisis política interna. En 2003, la economía venezolana sufrió una contracción del 8,9 % en 2002 y de 9,2 % en 2003 (EIA, 2006). La reestructuración de la estatal PdVSA, y la subida de los precios del petróleo ocasionados por la guerra del Irak, permitieron al gobierno venezolano no sólo remontar la crisis y reposicionarse exitosamente en el mercado mundial energético, sino también ejercer un liderazgo nacionalista y abiertamente anti-norteamericano en toda el área latinoamericana.

Desde 2004 el crecimiento de la economía ha sido imparable, registrando un 17,7 % en 2004 y un 9,3 % en 2005. Venezuela suministra el 13 % del petróleo que gastan los Estados Unidos. Además tiene las reservas más grandes de Sudamérica (alrededor de 4,2 billones de metros cúbicos (Langman, 2002).

A partir de 2003, el mercado de gas licuado está creciendo y lo seguirá haciendo en los próximos años. Menos contaminante que el petróleo, el uso del gas licuado integra el debate sobre energías alternativas. La coyuntura ha favorecido a nuevos productores de gas en varias partes del mundo, Egipto, Argelia, Guinea Ecuatorial, Nigeria y Yemen en África, Noruega en Europa además de Rusia. En América Latina destacan Bolivia y Trinidad-Tobago. La demanda por gas licuado ha crecido con altas tasas en toda la zona del Atlántico durante el 2006 (Estados Unidos, España, Francia, Bélgica además de Inglaterra) Las importaciones de los Estados Unidos provienen de un mixtura de proveedores como Trinidad y Tobago, 67 %, Egipto 18,8 %, Nigeria 10 % y Argelia, 3,6 % (Gaul y Kobi, 2007).

Bolivia, con 8 millones de habitantes y uno de los mayores niveles de pobreza del continente, tiene en su región sureste la mayor fuente energética potencial de todo el hemisferio. El sector del gas comenzó a abrirse paso en 1996, cuando fue la privatización de la petrolera YPF. En 1998, las reservas conocidas de gas natural de Bolivia ascendían a un total de 187,5 millones de metros cúbicos.

de PdVSA. La estatal se “renacionalizó”. Una nueva Ley de hidrocarburos entró en vigor a principios de 2002, cambiando las relaciones Estado-empresas. Los despidos de altos ejecutivos provocaron una primera huelga en abril de 2002. La violencia que engendró, 17 manifestantes muertos y más de 100 heridos, fue uno de los factores que condujeron al breve golpe de Estado el mismo mes. Una vez devuelto al poder, otros despidos y jubilaciones forzadas llevaron a una segunda -e incluso más grave huelga- en diciembre de 2002 y enero de 2003.

Entre 1998 y 2001, las empresas extranjeras invirtieron un promedio de 540 millones de dólares al año, un ritmo tan acelerado que el país ya cuenta con reservas certificadas de 1,48 billones de metros cúbicos.⁴ Brasil, Argentina y Chile requieren del gas boliviano para su crecimiento económico y esto replantea las relaciones de este país en el Cono Sur.⁵ El mercado para Bolivia no es un problema sino la falta de infraestructura y se dice que esto es sólo una cuestión de tiempo. El mayor mercado de energía de la región, Brasil, usa actualmente gas natural para producir el 2,5 % de su energía, pero en 2010 producirá el 12 % en termoeléctricas a gas natural.

Ecuador, el otro productor sudamericano de petróleo, inició sus exportaciones en agosto de 1972 en una coyuntura de gran inestabilidad de los precios internacionales por la crisis de Medio Oriente. Lo hizo durante la dictadura (1972-1978) que la aprovechó para fortalecer el corporativismo militar. Se vinculó con la línea tercermundista e ingresó a la OPEP. En octubre de 1974 cuando los precios del “crudo oriente” pasaron de 2,5 dólares por barril en agosto de 1972, a 4,2 en 1973 y a 13,7 dólares en 1974 se “facilitó un crecimiento acelerado de la economía ecuatoriana, sin que sea necesario forzar un aumento de la producción petrolera” (Acosta, 2003). El petróleo calificó al país como sujeto acreedor ante la banca internacional, y aumentó su endeudamiento externo. “Gracias al auge exportador del petróleo, el PIB creció de 1972 a 1981 con una tasa promedio anual del 8 %. La industria se incrementó en un 10 % promedio anual; el producto por habitante aumentó de 260 dólares en 1970 a 1.668 dólares en 1981” (Acosta, 2003). En la actualidad, los campos petroleros han disminuido la capacidad exportadora de Ecuador, reducida a 200.000 barriles diarios pese a la ingente inversión realizada en un nuevo oleoducto que empezó a funcionar desde 2004.

4 Cf. Nota anterior. Se calcula, conservadoramente, que en el futuro se certificarán por lo menos 56.633 millones de metros cúbicos Fuente: Beltrán y Zapater (2006).

5 Con Chile está pendiente una negociación por la salida al mar de Bolivia. Sin duda el abastecimiento de gas natural que Chile requiere con urgencia bien podría ser un elemento de negociación a favor de Bolivia.

Cambios en las relaciones estratégicas en el espacio sudamericano

El panorama de la seguridad en América Latina a comienzos del siglo XXI estaba marcado por las tendencias hacia una integración comercial. Los países del Mercosur iniciaron una política de acercamiento con los demás para resistirse al ALCA norteamericano por lo menos hasta el 2006.⁶ El tema energético ha cambiado rápidamente las prioridades. La crisis energética mundial abierta desde el 2002, ha sido la oportunidad para que los países productores de petróleo y de gas, puedan renegociar con las empresas internacionales privadas los antiguos contratos que les concedían márgenes irrisorios en participación y regalías. Sus Estados han recurrido a cambios sucesivos en la legislación del sector petrolero nacional. Pero ha sido el mismo contexto de crisis mundial energética el que ha jugado a favor de los productores, cansados de sufrir vejaciones por parte de las internacionales. En el caso de Bolivia esta negociación implicó ciertas tensiones con empresas estatales como la brasileña Petrobrás e incluso con el propio gobierno de Lula Da Silva, a raíz del decreto de renacionalización del sector energético, en mayo de 2006. Ecuador expropió virtualmente en 2006 activos de Occidental Petroleum (Oxy) al comprobar que esta empresa vendió parte de sus acciones sin atenerse a las cláusulas del contrato.

Pero el fenómeno relevante de toda esta reubicación del mercado energético en América del Sur, es el haberse constituido en plataforma privilegiada para que el Presidente Hugo Chávez, acrecentara su liderazgo anti norteamericano, con incidencia en las relaciones hemisféricas.⁷

Desde comienzos del siglo XXI, coincidiendo con la crisis mundial del neoliberalismo (1997), surgieron en América del Sur ciertas tendencias

6 Las tendencias de la Seguridad enmarcadas en las estrategias de integración económica, fueron estudiadas en ILDIS y GTSA (2005).

7 Esto se haría realidad si se concretan proyectos de construir una red de gasoductos que saldría de Bolivia y llegaría a Argentina por el sur y a Estados Unidos por el norte. Parte de esa red ya existe y buena parte del resto ya esta firmemente planeada. La red estadounidense ya llega a la frontera con México y a finales de marzo 2004 el gobierno de ese país dio luz verde a la construcción de una red de gasoductos de 2.000 millones de dólares hacia Centroamérica, que pasará por Guatemala, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. También se planea construir un gasoducto para la zona gasífera de Venezuela y Colombia, que se conectaría hacia el oeste con Panamá y hacia el sur con Ecuador y Perú. Bolivia, Brasil, Chile y Argentina ya están interconectados.

contestatarias a la política norteamericana que han tenido incidencia en la visión de la seguridad hemisférica. Desde el Cono Sur y a través de la política exterior, se impulsó la integración sudamericana que implicaba un desafío para construir una relativa autonomía subregional hasta límites que no significaran necesariamente entrar en rupturas con la política exterior y de seguridad estadounidense en la región. Estas expectativas han estado detrás del Mercosur y de los esfuerzos argentinos y brasileños de ganar espacios estratégicos en la región, entre otras cosas acercándose a la CAN, para tomar decisiones de bloque frente a los proyectos de integración comercial de los Estados Unidos (los TLC). El proyecto ha desembocado en el inicio del proyecto político con la Comunidad sudamericana de naciones. Mientras tanto, el conflicto armado colombiano que en años anteriores preocupó a todos los países sudamericanos, fue reduciéndose en la preocupación regional y ubicándose solamente en los países andinos donde también ha sido mas evidente la influencia directa de la política norteamericana.

Pero desde 2004, coincidiendo con el aumento de los precios del petróleo, y la alarma mundial por el calentamiento global, las relaciones estratégicas sudamericanas empezaron a cambiar en una dirección que hasta el momento mantiene enormes expectativas. Las tendencias estratégicas, fincadas en el eje Argentina-Brasil y el Mercosur se desestabilizaron sensiblemente al acentuarse el liderazgo del presidente Chávez en algunos espacios de la región. Venezuela salió de la crisis petrolera en 2004 con enorme potencial económico y esgrimiendo otra propuesta de integración: el ALBA. La radicalización de la tendencia nacionalista venezolana ha tenido, de diversos modos, sustantivos ecos en la región. Encontró coincidencias ideológicas con el nuevo gobierno ecuatoriano del presidente Rafael Correa. Igualmente con el presidente Evo Morales de Bolivia, país que se ha convertido en un potencial gran productor del gas que necesitan con urgencia países como Brasil, Argentina y Chile (EIA, 2006).

La política venezolana, anti-norteamericana, ha empezado a competir con las tendencias integracionistas tibiamente autonómicas argentino-brasileñas (ILDIS-GTSA, 2005).⁸ Argentina se ha beneficiado de los prés-

8 La convergencia Brasil-Argentina fue el nexo de la conformación del MERCOSUR, del “Grupo de Río” y posteriormente de la “Comunidad sudamericana de naciones”. Se facilitó cuando los

tamos de Venezuela. Para Brasil es difícil romper con el gobierno de ese país aunque no comparta la tónica de su nacionalismo. El mismo Brasil ha comenzado a diferenciarse por su nueva importancia como principal productor de etanol en el mundo, buscado como aliado energético por los Estados Unidos en función de ese factor, y con posibilidad de establecer alianzas con otros países latinoamericanos especialmente Centroamérica, con los que conformaría un consorcio de productores de cereales, materia prima del etanol.

La producción de Etanol y otros biocombustibles alternativos a la energía fósil, cae de lleno dentro del tema crucial de la crisis medio ambiental en el momento actual, cuando las emisiones del CO₂ han hecho sonar las alarmas de todos los países del mundo que lo señalan como problema de seguridad número uno en el Planeta. La geopolítica y otras cuestiones que han sido importantes en las relaciones internacionales, manejadas con recursos de la fuerza, empiezan a perder terreno en la conciencia social y política del mundo, cuando lo que está en juego, a corto plazo es la condición primaria de la vida en el planeta, la calidad de la atmósfera. Todo ello puede impulsar un panorama energético completamente distinto del pasado industrial del mundo y, en general, dentro de este contexto, América Latina atraviesa un buen momento con expectativas en cuanto a su reposicionamiento en la escena mundial (Detlef, 2007).

Conclusiones: América Latina frente a los nuevos conceptos y estructuras de la seguridad mundial

De todo lo expuesto, una conclusión inmediata es el cambio casi drástico en las percepciones de amenaza que se ciernen en el mundo, cuando se ha caído en cuenta de que es la propia modernidad la fuente de los mayores desafíos. Desde hace siglos la modernidad misma constituyó una apuesta por la certidumbre. El Estado, las instituciones y las organizaciones sociales han buscado disminuir los riesgos, siendo éste el punto de partida de

dos países solucionaron sus diferendos territoriales en base a Medidas de confianza mutua y seguridad.

los conceptos y las estructuras de seguridad que han estado vigentes hasta ahora. Sin embargo, estas estructuras han devenido en relaciones de poder por excelencia llevando a la ciencia a buscar más potentes y letales medios de dominación. En gran medida la sociedad industrial ha sido una respuesta a estos desafíos: la ciencia y la tecnología han sido utilizadas hasta el límite de vulnerar no sólo los derechos de las personas sino hasta la composición bioquímica del planeta. Los actuales riesgos ecológicos, nucleares, energéticos, químicos, genéticos, demográficos, de salud, alimentarios, de transporte, laborales, y muchos otros no se comparan con los vividos hasta fines del pasado siglo.⁹

América Latina siempre estuvo en la periferia de las estructuras de seguridad mundial. En el hemisferio occidental, dominado por los Estados Unidos,¹⁰ (Spanier, 1991) bastó el entramado militar hemisférico y la doctrina de la seguridad nacional para posicionar a las instituciones militares latinoamericanas como guardianes internos de los intereses de la potencia hegemónica. Desde el fin de la guerra fría y por pocos años (1992-2000) cundió una ola de democratización en el hemisferio que permitió diversos arreglos en seguridad entre los distintos países e incluso ciertos atisbos de una noción de seguridad cooperativa algo independiente de los Estados Unidos. La tendencia se estancó cuando la potencia se esforzó en proponer una nueva agenda para mantener los hilos de la seguridad hemisférica basada en el narcotráfico, la delincuencia internacional, el tráfico de armas, tráfico de personas, migración ilegal.

Para fines de 2000, tanto en el hemisferio occidental, como en la Unión Europea, ya era necesario diferenciar los diversos planos de la seguridad y su apropiado uso para visualizar una mejor organización de estructuras e instituciones concomitantes, así como las responsabilidades de los diversos actores. El concepto de seguridad multidimensional y transfron-

9 Desde el siglo XVII, los Estados han provisto las medidas frente a lo que han considerado inseguridad, y éstas casi siempre han significado el uso de la fuerza organizada. Los ejércitos nacieron junto con el Estado nacional, centralista y absolutista primero, de derecho y poder ciudadano después, siempre empeñado en configurar, integrar y mantener las fronteras físicas de las naciones.

10 Analistas de la política exterior norteamericana coinciden en afirmar que sólo en contados casos, el interés de los Estados Unidos estuvo en la región, sobre todo cuando estaba en juego la inminente inserción del comunismo. La crisis de los misiles en Cuba es demostrativo de ello.

teriza fue propuesto para establecer la primacía de la sociedad y del Estado en las funciones correspondientes a: “defensa”, frente a amenazas externas que representan el uso de la fuerza por otros Estados o por actores armados no estatales, para lo cual los Estados emplean la fuerza militar; “seguridad pública y ciudadana”, aquella garantizada por el Estado, mediante el uso de la fuerza policial para precautelar el orden público y los derechos individuales en el espacio nacional. Otro tipo de seguridad, la protección civil, corresponde a las acciones e iniciativas de los propios ciudadanos, pero garantizadas por el Estado; en aquellas condiciones donde no es necesario el uso de la fuerza sino su apoyo indirecto.

Pero desde el 11 de septiembre de 2001, la prioridad ha girado en torno al terrorismo internacional, justificando una política hegemónica que privilegia el uso de la fuerza y las operaciones de “seguridad preventiva” tal como se ha procedido en Afganistán e Irak. También en la agenda europea desde los atentados sucesivos de Madrid y Londres, el terrorismo atribuido a los grupos extremistas islámicos como Al Qaeda había sido percibido como la más importante amenaza.

En ese contexto, la repentina importancia que ha asumido el tema del cambio climático y la urgencia de encontrar soluciones en el corto plazo, ha llevado al mundo a tomar conciencia de que hemos entrado en la “sociedad del riesgo”, tal como lo habían previsto sociólogos como Beck (2005). En el tema pesan asuntos como el impacto irrefutable de la energía fósil sobre el medio ambiente. La escasez de los hidrocarburos a corto plazo y la posibilidad de regresar al uso del carbón con el consiguiente daño al sistema atmosférico. Se levantan preocupaciones no ciertamente infundadas y percepciones negativas sobre la posible utilización política e incluso militar de la escasez, el precio, el abastecimiento de los combustibles y sobre los impactos de los nacionalismos que pudieran derivar en eventos violentos, extensibles en el futuro a las contiendas por recursos que se tornarán estratégicos, como el agua, por ejemplo.

Frente a estas circunstancias, el nuevo concepto de seguridad energética como una variante de la seguridad colectiva se vuelve un desafío estratégico. Necesita, para precisar en sus complejas dimensiones y para instrumentarlo en mecanismos de gobernanza democrática y pluralista, no sólo del apoyo de la ciencia, la política, la diplomacia, sino de nuevas pla-

taformas y estructuras de diálogo y concertación social a diversos niveles, la mayoría de las cuales es necesario pensarlas y construirlas (Lamy, 2006).

En América Latina, las relaciones interestatales tienen un fuerte basamento en el tema energético. Argentina, Brasil y Chile encuentran insuficiente el aprovisionamiento de gas por parte de Bolivia. Chile compra gas de Argentina y quiere obtenerlo también de Perú o fuera de la región. Brasil quiere instalar plantas de regasificación, para proveer a Argentina. Existe alguna expectativa de que Chile y Bolivia limarían sus asperezas por temas territoriales en base a algún acuerdo energético. La integración sin duda es una de las herramientas de la seguridad y puede aliviar en parte los riesgos y desafíos. Pero en América Latina, no existen suficientes condiciones para ello.

La nueva coyuntura favorece a los países petrolíferos y gasíferos (Venezuela y Bolivia) en su inserción mundial. Pero Venezuela promueve su versión propia de la integración energética regional. En Sudamérica, los avances en tratados internacionales bilaterales y multilaterales para cooperación energética son relativos. Los más significativos son, el “Memorando de Entendimiento en materia de interconexión gasífera entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Colombia”, del 8 de julio de 2006 que incluye elementos vinculantes; y el “Acuerdo sobre el Gasoducto Sudamericano” suscrito por miembros del Mercosur y Estados asociados (Chile, Colombia, Venezuela y Ecuador) sobre “Complementación Energética Regional” en diciembre de 2005, son vulnerables a influencias negativas de la suscripción de algún tratado de libre comercio con Estados Unidos.

El papel de la energía en procesos de integración regional ha sido importante. El propio proceso de construcción europea es un ejemplo de cómo, a partir de un sector concreto, el carbón y el acero, ha sido posible avanzar más allá incorporando elementos políticos. Pero en América del Sur con una mayor riqueza de recursos que la Unión Europea, no se percibe aún la necesidad de cooperar en el sector energético, particularmente en los hidrocarburos. Los países sudamericanos son más nacionalistas que los europeos y es posible que esta realidad sea un impedimento para la integración que de todos modos implica una cierta pérdida de soberanía (Beltrán y Zapater, 2006).

La Seguridad sigue siendo definida como “una calidad, una condición [...] La condición de hallarse seguro” (Ugarte, 2003). Cuando buscamos la seguridad utilizamos son los “indicios”, es decir las percepciones sobre las “amenazas, peligros, desafíos o proximidad de daño” (Ugarte, 2003), frente a las cuales es preciso asumir medidas preventivas. Pero la sociedad del siglo XXI tendrá que ser diferente en muchos aspectos a la del pasado. Es indudable que el tema de la seguridad energética que incluye dimensiones como, medio ambiente y desarrollo sustentable tendrá que merecer un tratamiento distinto a los otros problemas de seguridad donde han imperado el poder económico y militar. Las estructuras de negociación social, que se conformen tendrán que tener en cuenta los derechos de las personas a vivir en un mundo posible.

Bibliografía

- Acosta, A. (2003). “Ecuador: Entre la ilusión y la maldición del petróleo”. *Ecuador Debate*, 58. Quito: CAAP.
- Beck, U. (2005). *La mirada cosmopolita o la guerra y la paz*. Barcelona: Paidós Ibérica, 182-223.
- Beck, U., Giddens, A., Lash, S. (2001). *Modernización reflexiva: política, tradición y estética en el orden social moderno*. Madrid: Alianza Editorial.
- Beltrán, S., Zapater, E. (2006). “Energía y desarrollo en América Latina: opciones para Bolivia y Venezuela”. *Pensamiento Iberoamericano*, 00. Madrid: Agencia Española de Cooperación Internacional-Fundación Carolina.
- Bruna, M. (2004). “Repúblicas ex soviéticas del Asia central Kazajstán, Kirguistán, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán”. Mimeo. Viña del Mar: Universidad de Viña del Mar/Instituto de Relaciones Internacionales.
- Comisión de las Comunidades Europeas (2006). “Libro verde: estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”. Bruselas: Comisión Europea. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.navactiva.com/web/es/ae/doc/informes/2006/05/37460.php>

- Commission for the European Council (2006). "An External Policy to Serve Europe's Energy Interests". Bruselas: Comisión Europea. Disponible [26/02/2008] en: http://ec.europa.eu/external_relations/energy/index.htm
- Detlef, N. (2007). "Potencias regionales en la política internacional: conceptos y enfoques de análisis". Working Paper, 30. Hamburg: German Institute of Global and Area Studies.
- Ecuador Debate* (2001). "Análisis de Coyuntura", *Ecuador Debate*, 59.
- EIA (Energy Information Administration) (2006). "Country Analysis Brief, Venezuela. September 2006". Washington D.C.: EIA.
- Gaul, D., Platt, K. (2007). "The Next Wave", in: EIA (Energy Information Administration), *Short Term Energy Outlook Supplement: U.S. LNG Imports*. Washington D.C.: EIA.
- ILDIS-GTSA (2005). "Tendencias de seguridad en América del Sur, e impactos en la región andina". Policy Paper, 1. Quito: ILDIS.
- Isbell, P. (2006). "Dragones que escupen fuego: Asia y el reto de la seguridad energética", en: *Anuario Asia-Pacífico 2005-06*. Barcelona: Casa Asia-CIDOB-Real Instituto Elcano.
- _____ (2007 a). "El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas". Documento de Trabajo, 21, Madrid: Real Instituto Elcano, 19 p.
- _____ (2007 b). "Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (I): el resurgimiento del nacionalismo energético". *ARI*, 14. Madrid: Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, 7 p.
- Lamy, J. (2006). "De un G8 al otro: Seguridad energética y cambio climático". Mimeo. Paris: Ministère des Affaires Etrangères. Disponible [26/02/2008] en: http://www.diplomatie.gouv.fr/es/IMG/pdf/Jean_Lamy.pdf
- Langman, J. (2002). "A todo gas compañías extranjeras de energía apuestan por el gas natural en Bolivia". *Latin Trade*, 1815, 01/06/2002.
- Pfeiffer Dale, A. (2004). "Cambio Climático Global (III)". The Wilderness Publications. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.crisisenergetica.org>
- Sassen, S. (2007). *Una sociología de la globalización*. Buenos Aires: Katz.

- Spanier, J. (1991). *La política exterior norteamericana a partir de la Segunda Guerra Mundial*. Buenos Aires: Grupo Editor Latinoamericano.
- Ugarte, J. M. (2003). *Los conceptos jurídicos y políticos de la seguridad y la defensa*. Buenos Aires: Plus Ultra S. A. Editorial.

Segunda parte
**Dimensiones económicas
y financieras**

Mercado mundial de dinero y renta petrolera (1997-2007)

Carlos Morera Camacho
José Antonio Rojas Nieto*

Resumen

Se trata de analizar diversas variables que permitan un acercamiento al comportamiento de la economía mundial en la última década. Algunas de estas variables se vinculan a un mercado mundial de dinero que se ha transformado de manera sustantiva recientemente, para solventar con mayor liberalidad los procesos de ahorro e inversión, sin más límite que la disponibilidad de recursos. En este contexto el trabajo se propone indicar el papel de los países emergentes y de los países productores de petróleo en ese mercado mundial de dinero, así como señalar algunos de los fenómenos que han permitido que la tasa de ganancia de Estados Unidos se recuperara a niveles similares a los de los años sesenta. Se intenta mostrar las tendencias recientes en cuanto a volumen, origen y destino de los recursos de ese mercado mundial de dinero. Este trabajo ofrece una estimación del volumen de recursos petroleros que se sumaron a ese mercado mundial de dinero. También empieza a descubrir los efectos principales del comportamiento reciente del mercado mundial de dinero, para los países emergentes y petroleros, entre otras cosas en su dinámica productiva y salarial.

Palabras clave: mercado de capitales, crisis financiera, inversión extranjera directa, petróleo.

* Investigador Titular “B Tiempo completo definitivo”, Universidad Nacional Autónoma de México/Instituto de Investigaciones Económicas; Profesor Asignatura “B definitivo”, Universidad Nacional Autónoma de México/Facultad de Economía.

Introducción

Este ensayo trata de analizar diversas variables que permitan un acercamiento al comportamiento de la economía mundial en la última década. Algunas de estas variables se vinculan a un mercado mundial de dinero que se ha transformado de manera sustantiva recientemente, para solventar con mayor liberalidad – lo que es posible por los cambios legales y regulatorios recientes en casi todo el mundo – los procesos de ahorro e inversión, sin más límite que la disponibilidad de recursos. En este contexto el trabajo se propone dos tareas más: indicar el papel de los países emergentes y de los países productores de petróleo en ese mercado mundial de dinero y, señalar algunos de los fenómenos que han permitido que la tasa de ganancia de Estados Unidos – expresión incuestionable del rendimiento global de los capitales – se recuperara a niveles similares a los de los años sesenta. Se ofrece una definición práctica del mercado mundial de dinero y una presentación esquemática de su comportamiento; y se intenta mostrar las tendencias recientes en cuanto a volumen, origen y destino de los recursos de ese mercado mundial de dinero. Es objetivo central de este trabajo ofrecer una estimación del volumen de recursos petroleros que – básicamente por el ascenso de los precios internacionales del petróleo a partir de 1999 – se sumaron a ese mercado mundial de dinero; pero también empezar a descubrir los efectos principales del comportamiento reciente del mercado mundial de dinero, para los países emergentes y petroleros, entre otras cosas en su dinámica productiva y salarial.

La caída de la tasa de ganancia en la segunda posguerra y las nuevas bases del proceso de recuperación de la tasa de ganancia

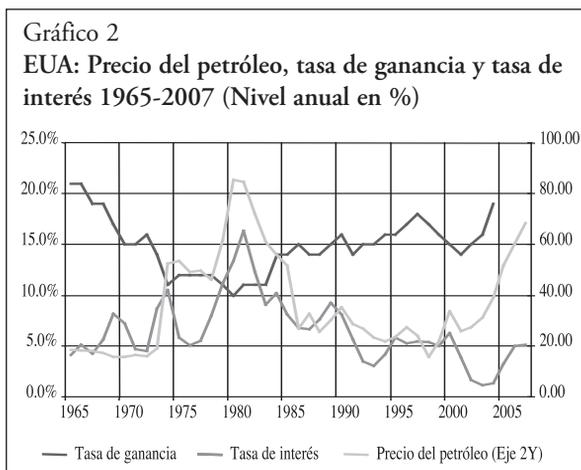
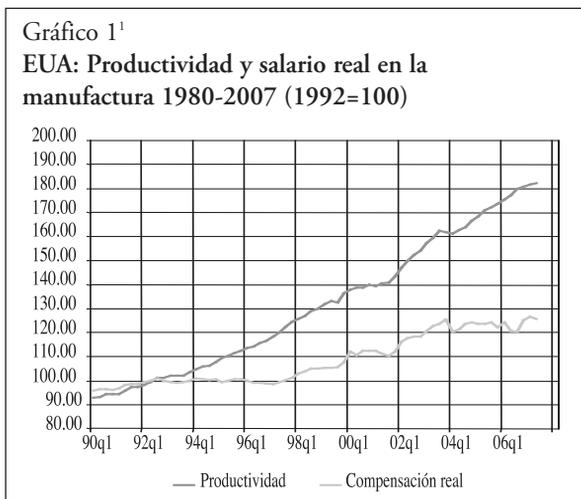
Antecedentes

La economía mundial ha vivido 30 años de cambios drásticos. Se derivan de tres hechos: la profunda crisis económica que siguió a los choques petroleros de 1973 y 1979; la caída del socialismo realmente existente en

Europa del Este y en la ex Unión Soviética y, la reestructuración global y generalizada que siguió a estos dos hechos.

Poco a poco, aparecen nuevas características en una economía mundial en la que ya se percibe aún más el predominio de un capital financiero también sujeto a una profunda reestructuración. Las finanzas mundiales han alcanzado no sólo un gran dinamismo, sino nuevas características. En el mundo de hoy se viven condensadas articulaciones entre los sistemas monetarios y los mercados financieros nacionales, entre otras cosas resultado de medidas de liberalización y desregulación aplicadas inicialmente por los Estados Unidos y el Reino Unido entre 1979 y 1982, pero después por los demás países industrializados y por muchos países emergentes. Se busca consolidar un espacio financiero mundial por el que transiten – de forma por demás articulada – prácticamente todos los procesos financieros nacionales. Y merced a ello, las dinámicas productiva y comercial de los diversos países. Grandes cambios tecnológicos sustentan estas transformaciones. Pero también modificaciones sustantivas en los procesos de trabajo que, en la mayoría de los casos se han traducido en un ataque generalizado a las condiciones de los trabajadores. No obstante, el capital no ha restablecido las formas y los ritmos de crecimiento de la segunda posguerra. Por el contrario, los impactos de estos cambios han sido asimétricos. Más aún, las asimetrías manifiestas en ambos ámbitos de la vida económica – en la producción y en la circulación – se han agudizado a partir de 1998, entre otras cosas por el inicio del fin del ciclo de auge que experimentó la economía estadounidense durante casi diez años.

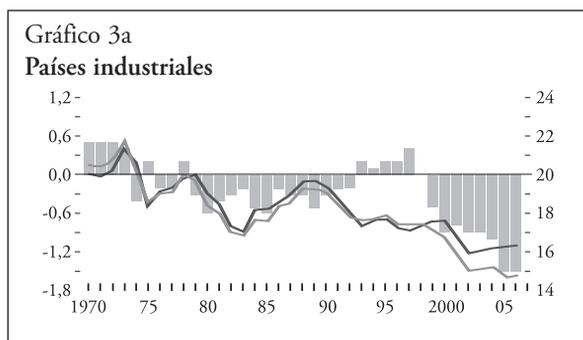
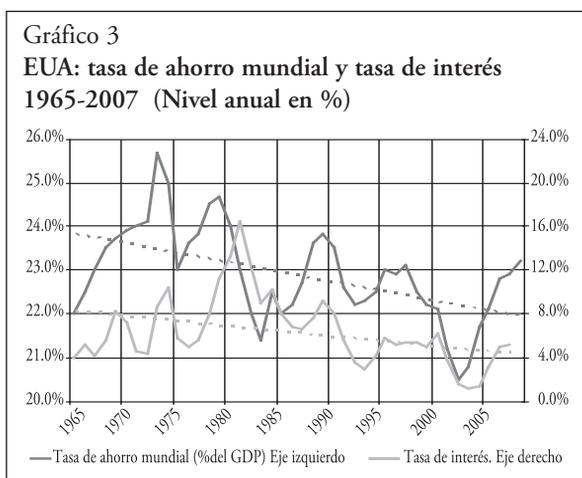
En esos años – 1982 a 1989 – contó con materias primas, combustibles y productos energéticos relativamente baratos, en relación a los niveles del boom petrolero. Pero también con las tasas de interés más bajas desde la segunda posguerra. Y, sin duda, con incrementos sustantivos de la productividad. De aquí la impresionante recuperación de la tasa de ganancia en los Estados Unidos, expresión de la rentabilidad general de la economía mundial (Cf. Gráficos 1 y 2).

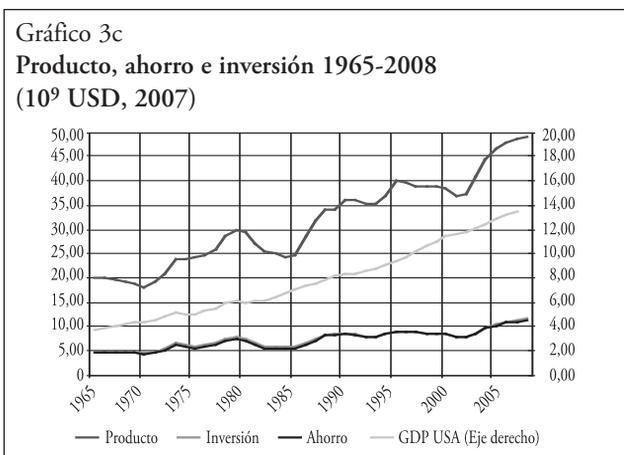
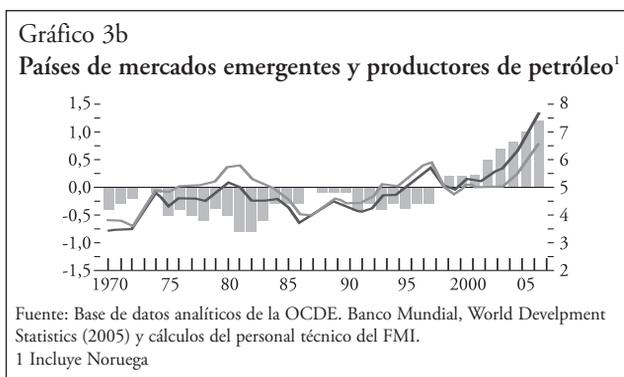


1 Nota para la elaboración de los gráficos: en el caso de los Estados Unidos, todos los gráficos han sido elaborados con información oficial de la Reserva Federal (www.federalreserve.gov); los datos económicos y financieros internacionales proceden de las fuentes citadas del Banco Mundial (www.worldbank.com) y el Fondo Monetario Internacional (www.imf.com); los datos petroleros proceden del anuario estadístico de British Petroleum (www.bp.com) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (www.eia.doe.gov).

Dinámica mundial del ahorro y la inversión

En relación al valor del producto mundial, el ahorro y la inversión mundiales en los últimos treinta años han sido cada vez menores. Más aún, no obstante que la participación de los países industriales en el ahorro y la inversión mundiales siempre ha sido dominante, muestra una tendencia continuamente decreciente como peso en el valor agregado mundial: 26 % en los años setenta y 20 % en el nuevo milenio. En cambio, los países emergentes y petroleros han ascendido en dicha participación: de valores negativos o muy pequeños a valores cercanos al 7 %. (Cf. Gráficos 3, 3 a, 3 b y 3 c.)





Es indudable que al menos en tres coyunturas específicas, las economías emergentes y petroleras han participado privilegiadamente en el ahorro mundial: en ocasión de los choques petroleros (1978-1982); con el auge industrial en el sudeste asiático (1994-1998) y, actualmente con la recuperación actual de los precios del petróleo (2000-2007) y el auge industrial de China e India.

Sí, la tradicional circulación de dinero hacia mercados emergentes – expresión de la dinámica del ahorro en países industrializados – se ha visto reforzada por la suma de los fondos de pensiones de estos países industriales a los flujos internacionales de dinero. Pero esta circulación

internacional de dinero, también se ha fortalecido por dos fenómenos recientes: la industrialización dinámica de algunos países y, la ampliación de los ingresos petroleros en los productores de petróleo.

Desaceleración y crisis (1997-2001)

La llamada “crisis financiera asiática” y la crisis mexicana

La crisis financiera y bursátil mexicana de 1995 y las crisis del sudeste asiático (Tailandia, Indonesia, Malasia y Filipinas) entre 1997 y 1998, se desarrollaron de manera muy similar. Inician con una devaluación de la moneda local como consecuencia del elevado déficit comercial – cuya gravedad, por cierto, estriba en su anclaje con el dólar. Y siguen – consecuentemente – con fuga de capitales de corto plazo y derrumbe de su débil mercado financiero. Y como consecuencia de estas dos acciones se experimentan una fuerte contracción del crédito y, con ella, una severa caída de la producción. Ni qué decir del brutal incremento en el costo de la deuda externa pública. Pero también de la privada (bancos y empresas), que en el caso mexicano fue transferida a los contribuyentes cautivos, y a los ingresos fiscales provenientes de la renta petrolera. Efectos simultáneos de lo anterior fueron el retiro de las inversiones extranjeras y locales de corto plazo, y la insolvencia de la banca local, que en algunos casos llegó a la quiebra tanto de bancos, como de empresas nacionales.

A diferencia de la crisis asiática, la crisis financiera mexicana y el llamado “efecto tequila”, pudieron ser contenidos. Varias razones lo explican. En primer lugar, el apoyo de una economía norteamericana en esos momentos sujeta a un gran dinamismo, a diferencia de la economía japonesa, ella misma en recesión e incapaz de apoyar a los países asiáticos en su crisis. En segundo, el origen norteamericano de la mayoría de los flujos de capital privado hacia México, que obligó al apoyo inmediato del gobierno de Clinton (Morera, 1998 y 2002). En tercer lugar, la fundamental interconexión comercial de México con Estados Unidos, a diferencia de la intensidad de las interconexiones comerciales entre las economías asiáticas afectadas. En cuarto lugar la profundización del proceso de

privatización en áreas como la de comunicaciones, transportes e, incluso, en áreas reservadas por la Constitución – petróleo y electricidad – a través del mecanismo financiero denominado “Pidirega” (Proyectos de inversión diferida en el registro del gasto).

Hay que notar que en el caso del sudeste asiático, su carácter privado y fragmentario dificultó enormemente las negociaciones. Además, conviene no olvidar que los mecanismos de contagio de la región asiática encuentran su predominio en el plano productivo y comercial, pues la estrategia con que fueron construidas estas economías desde los sesenta fue hacia el mercado externo. En los casos de Tailandia, Indonesia, Malasia y las Filipinas, así como de China en 1997, alrededor del 50 % del comercio era regional y aproximadamente una cantidad similar de ese comercio regional era con Japón. La otra economía industrial fuertemente afectada fue Corea, que entró también en recesión (Chesnais, 1999). Asimismo, cabe notar que a mediados de 1998 ocurrió la bancarrota externa de Rusia y posteriormente la de Brasil (UNCTAD, 1999).

*La crisis financiera, la expansión de la deuda externa
y la crisis de la economía norteamericana*

La articulación de las complejas cadenas de créditos y deudas bancarias que otorgó la banca internacional tanto al sector privado como público en el sudeste asiático al estallar la crisis, incluían facilidades de refinanciamiento acordadas con la banca nacional de esos países. En ese sentido, la deuda no desapareció sino que se incrementó y la crisis se expresó en la caída de la producción, el comercio y el empleo.

La liberalización y la desregulación del capital financiero, así como las permanentes innovaciones habían posibilitado un auge inédito, al tiempo que imposibilitaron un seguimiento y evaluación por parte de las autoridades monetarias (*The New York Times*, 2002). Sin embargo, dicho auge expresó el poderoso desarrollo de las instituciones financieras bancarias y no bancarias, así como de la práctica llamada “fuera de balance”. La estrecha articulación de las mencionadas instituciones con el centro financiero mundial (Estados Unidos) permite comprender por qué la quiebra

“momentánea” de los más importantes deudores, se tradujo en un aumento de deuda en la banca internacional que signó la evolución del crecimiento mundial de la crisis en 1998.

Asia representa un tercio del comercio mundial y durante la década pasada constituyó la única región de crecimiento industrial sostenido, junto con Estados Unidos. Precisamente es hacia esa región adonde se dirigen la mayor parte de las exportaciones industriales de la economía norteamericana y es en 1998 cuando la contracción de la producción y del comercio se articula con la economía norteamericana y se propaga hacia los países exportadores de materias primas incluido el petróleo.

Dicho proceso fue sólo momentáneo, pues a principios de 1999, con el inicio de la elevación de los precios de petróleo – vinculada al enorme dinamismo del consumo de China e India y al bajo margen de capacidad de producción respecto a los niveles de la demanda mundial de crudo –, tanto los flujos de capital derivados del crecimiento de la renta petrolera, como aquellos provenientes del ahorro de las economías emergentes, se dirigieron hacia los países desarrollados y, particularmente, a Estados Unidos permitiendo la continuidad del financiamiento del ciclo económico, incluso más allá de lo que la tasa interna de ahorro hubiera permitido. De ahí la posibilidad de solventar el enorme déficit norteamericano (BIS, 2003 y 2005; UNCTAD, 2005).

Dinámica del sector bursátil en la crisis

Dentro de la articulación del sistema financiero, el sector bursátil, como mecanismo de propagación, en la crisis de 1997 resultó ser el más sensible. El mercado de capitales y de dinero es el corazón del “valor” del capital ficticio (Marx, 1974) que posee en forma de activos financieros, tanto en acciones como en obligaciones. En este mercado la velocidad de transmisión es casi instantánea, razón por la que es más complejo prever la crisis y su evolución. Por lo regular las caídas surgen después de fases de calma y recuperación, pueden ser locales o regionales, como fue la de Asia en la crisis de 1997, o bien mundiales, en aquellas cuyo epicentro son los mercados bursátiles norteamericanos. En 1997 la caída de *Wall Street* se

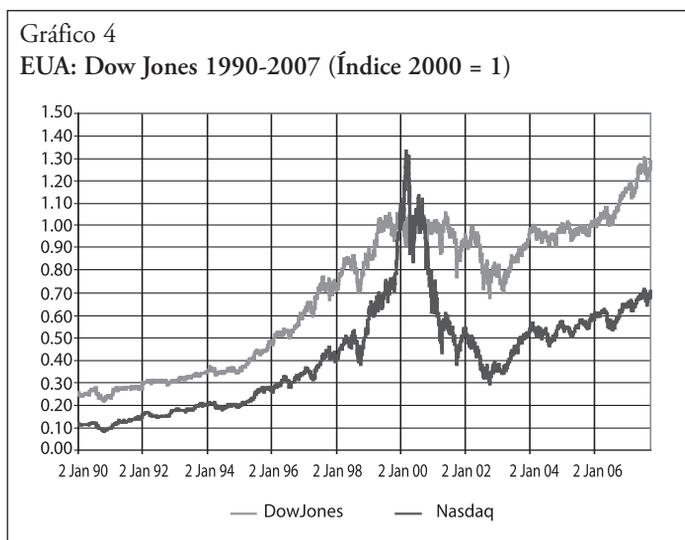
pudo evitar debido a la recompra accionaria de los grandes grupos norteamericanos.

Pero la crisis de 1997-1998 nos revela las consecuencias, los límites y las contradicciones, de la liberación y desregulación financiera que se encuentra dominada por los grandes fondos de inversión (*pension funds* y *mutual funds*), las grandes sociedades transnacionales, la deuda pública y la banca internacional. El hecho de que uno de los pilares fundamentales de esta economía internacional de valorización de capital-dinero sea el mercado de dinero secundario (Bannock y Manser, 2003: 333) de títulos abiertos, le imprime una creciente volatilidad e inestabilidad. Es en este mercado en donde se encuentra el origen y la formación del capital ficticio: la emisión de títulos, la conformación de todas estas grandes sociedades por acciones y la inmensa acumulación de activos financieros que representa.

Durante la década de 1990 se destacó el dinamismo de la economía estadounidense; su capacidad para promover firmas innovadoras, particularmente en los ámbitos “nuevos” que abarcan las tecnologías de la información y las biotecnologías. Dicho dinamismo se expresó también en el sector bursátil, que llevó el índice Nasdaq de 400 puntos al inicio de la década, a la cúspide de los 5.000 puntos. Al estallar la burbuja y con el conjunto de firmas destruidas que acompañó a la caída de las cotizaciones bursátiles de octubre de 2002, llevó el Nasdaq a poco más de 1.000 puntos, mismo que hasta la fecha no se ha recuperado a los niveles alcanzados en el año 2000 (Cf. Gráfico 4).

En marzo de 2000 colapsó el sector de telecomunicaciones, se concentró en la reestructuración de su deuda, la reducción de costos, las desinversiones y la reestructuración del sector, en donde al parecer el reto es el mayor del traslape entre el sector de telecomunicaciones y la información tecnológica. En ese sentido, la telefonía móvil, banda ancha y la nueva generación de servicios requieren nuevos equipos en las redes de telecomunicaciones en las afueras, más que una mayor capacidad en el corazón de las redes (Bannock y Manser, 2003).

La especulación, como fenómeno propio del capitalismo y su actual peculiaridad, tiende a interpretarse como la implantación de una “economía de casino”. Veamos, las crisis a las que nos hemos referido no sola-



mente son la consecuencia de la inestabilidad inherente de los mercados financieros; obedecen, por lo demás, al lento crecimiento y a la sobreproducción endémica a lo largo de los años noventa y que devino en la crisis de la economía norteamericana en el 2001.

Después de la recesión generalizada que invadiera a Asia, China, la India y Estados Unidos lograron mantener su dinamismo aunque en el caso de este último país con considerables contradicciones, en cuanto a su dinamismo económico, comercial y financiero y bursátil. En cuanto al aspecto bursátil en el gráfico 4 se aprecia claramente la evolución y las contradicciones de este mercado en donde se puede apreciar el impacto de la crisis asiática.

Sin embargo, el capital ficticio es ante todo un título de propiedad y en el transcurso del desarrollo del capitalismo los cambios del derecho de propiedad siempre lo han acompañado. Ello se ilustra mediante el proceso de fusiones y adquisiciones en el transcurso de la década de los ochenta, posteriormente al crack de 1987, durante toda la década de los años noventa, con excepción de los años de la crisis de inicios de los noventa, desde 1993 evolucionó hasta su pico más alto históricamente en el año 2000 y recién-

temente, después de la caída vertiginosa en el corazón de *Wall Street* y Nasdaq, a partir de 2004 han vuelto a recobrar su dinamismo las fusiones y adquisiciones. Los procesos de centralización de capital (fusiones y adquisiciones) son cíclicos y en ese sentido, históricamente ocurren en los periodos de calma, después de la crisis, y de recuperación de la economía; implican cambios de posesión con respecto a los títulos de propiedad (capital social), control y gestión del capital, situación que trastoca el poder y determinan con ello la situación mundial en todos los planos.

Todo esto muestra que durante la década de los años noventa, la economía de los Estados Unidos fue la única, de los países desarrollados, que logró crecer y salir relativamente rápido (casi cuatro años) de la retracción económica que comenzó a mediados del año 2000. Sin embargo, ello no hubiera sido posible sin la creciente entrada de los flujos de capital, al final de este período, provenientes principalmente de los llamados “países emergentes”, particularmente de China, la India y los países petroleros. Estos flujos contribuyeron de diversas maneras a dicho crecimiento: en primer lugar, reduciendo las tasas de interés de endeudamiento; en segundo término, incrementando la inversión y disminuyendo la deuda de las corporaciones y de las casas; fortaleciendo el dólar y al mismo tiempo incrementando el déficit de la cuenta corriente. Algunos autores (Moseley, 2005), consideran que sin estos flujos de capital la recesión hubiese sido peor.

*Inversión extranjera directa, empresas transnacionales,
fusiones y adquisiciones*

La nueva estructura financiera entraña un complejo proceso formado por sujetos e instrumentos de muy diversa naturaleza, tanto por su origen cuanto por su operación: grandes sociedades y bancos de inversión especializados en la emisión y colocación de valores; fondos mutualistas (pequeños y medianos inversionistas); fondos de protección (empresas especializadas en operaciones especulativas de corto plazo); fondos de pensiones (ahorro de los trabajadores para su retiro); aseguradoras y tesorías de las empresas trasnacionales. El proceso tuvo un desarrollo con-

tradictorio; por un lado abarató el crédito pero, por el otro, creó nuevos elementos de inestabilidad, como la mayor dispersión, la volatilidad y la especulación de capital; en los mercados emergentes latinoamericanos inicialmente abarató el crédito, para después encarecerlo. A su vez, la llamada “globalización de los mercados financieros” provocó una extraordinaria transnacionalización de la propiedad de los títulos de crédito.

El resultado de este proceso fue que la inversión extranjera se situó como forma predominante de transacción del capital en escala internacional. Empero, la relación entre la inversión extranjera directa y la de cartera ha variado en los últimos 25 años.

Mientras en 1981 el 19 % de los flujos anuales de inversión privada correspondía a la de cartera, en los años noventa se caracterizó por el crecimiento de los flujos de capital hacia las economías en desarrollo, en las que prevalecía en ellas la inversión especulativa, la cual mediante los inversionistas institucionales, repercutía significativamente en la volatilidad de estas economías. De manera simultánea, creció la inversión extranjera directa (IED) de empresas transnacionales y, en la segunda mitad de la década, al estallar las crisis de 1994 en México y el Medio Oriente en 1997 que encarecieron el crédito, la IED se situó como forma predominante de transacción vía fusiones, alianzas estratégicas y privatizaciones, por medio de las empresas transnacionales y los grupos financieros internacionales

Desde 1993 hasta 1998, las llamadas “economías en desarrollo” recibieron el 35,3 % del total de la IED, el mayor porcentaje en las dos últimas décadas (UNCTAD, 2002: 7). Esta cifra es aún más significativa si se considera que el flujo mundial de IED durante el periodo de 1990-1995 mantuvo un promedio anual de 225.321 millones de dólares de Estados Unidos (USD) y en 1996 alcanzó 386.140 millones de USD y en 1997 los 478.082 millones de USD. (Sturgeon, 2002; UNCTAD, 2002: 303). Durante 1995-1998, de estos flujos de IED, los países desarrollados destinaron a fusiones y adquisiciones un promedio anual de 50 % y los países en desarrollo un 31 %, período en el cual se duplicó en relación con la primera mitad de la misma década (UNCTAD, 2002: 33, 306 y 337).

Sin embargo, de los flujos destinados al proceso de fusiones y adquisiciones en las economías en desarrollo, América Latina fue el destino más

importante, a lo largo de toda la década; el promedio anual durante todo el período fue de aproximadamente el 57,5 %. En total se destinaron a fusiones y adquisiciones 196.813 millones de USD, pero la mayor parte (125.534 millones de USD) se efectuó entre 1996-1998 en Brasil, Argentina y México. En este período, el Sur (India) y el Este de Asia (China, Hong Kong, Taiwán), así como en el Sureste asiático (Indonesia, Corea del Sur, Filipinas, Singapur, Tailandia y Malasia) fueron las regiones en donde hubo más fusiones y adquisiciones (44.173 millones de USD), siendo las más cuantiosas en China, Hong Kong y Corea. A pesar del considerable monto invertido, durante ese período en esta región, el mayor volumen de IED, en lo que se refiere a fusiones y adquisiciones, se registró en 1999-2001, cuando casi se duplicó la inversión (82.650 millones de USD).²

La conjunción de elementos tanto financieros, productivos, tecnológicos y organizacionales, dio un nuevo perfil a las corporaciones transnacionales y las situó con el mayor poderío en la historia de la economía mundial: su participación en el PIB del orbe pasó de 17 %, a mediados de los años sesenta, a 24 %, en 1982 y a más de 30 % en 1995. En 1995 había 39.000 transnacionales que ya determinaban la marcha de la economía mundial (incluidas 4.148 de países en desarrollo), con 270.000 filiales en el extranjero (de las cuales 119.000 operan en países en desarrollo). Actualmente suman 60.000, con 800.000 filiales. A pesar de esto, el grado de concentración y centralización del capital es mayor si se considera que las 100 empresas transnacionales más grandes (sin incluir bancos y financieras) controlaron una tercera parte de la IED. De esta, entre 1988 y 1995, el 72 % permitió que se duplicara el valor de las fusiones y adquisiciones de todo tipo, las cuales, junto con las alianzas estratégicas, fueron, según la UNCTAD, las transacciones internacionales que crecieron más rápidamente.

Tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo, la tendencia a la concentración, vía fusiones y adquisiciones, mediante los flujos de IED continuó durante el último lustro de los noventa, habiendo alcanzado en el año 2000 un monto de 1,39 billón de USD³, la

2 Los cálculos fueron realizados con base en la información estadística de la UNCTAD (2002).

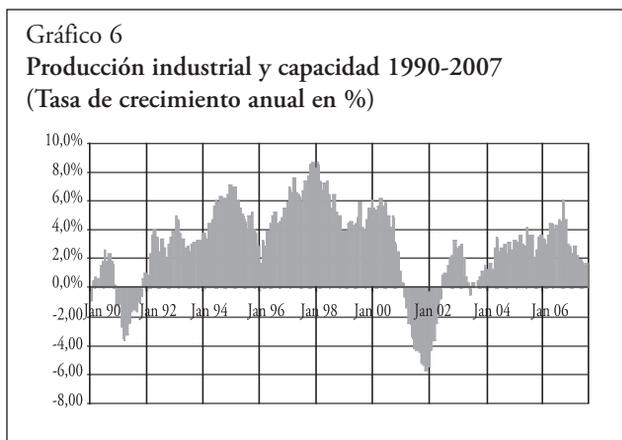
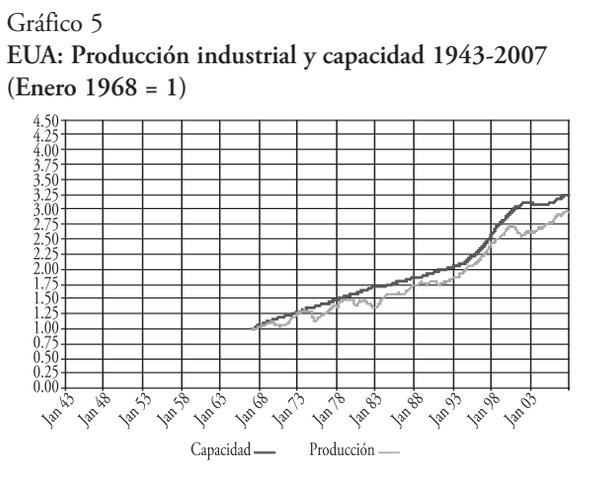
3 N. de E.: 1 billón = 10^{12} (unidad española).

inmensa mayoría de los cuales, poco más de 1 billón correspondió a los países desarrollados (Sturgeon, 2002; UNCTAD, 2003: 293). El monto más elevado en los últimos 25 años correspondió a 1998-2000 y tanto en 2001 como en 2002 (823.800 millones y 716.100 millones de USD, respectivamente cayeron bruscamente (UNCTAD, 2003). A pesar de ello, la magnitud de las operaciones durante el periodo de auge expresan el brutal y agudo proceso de reorganización de las empresas transnacionales tanto en el sector de la industria manufacturera como en el sector terciario. Los extraordinarios montos alcanzados en 1999 y 2000 no son más que la expresión de este proceso, en particular en los sectores de finanzas y servicios de negocios.

Incremento internacional de los costos de producción, recuperación de la tasa de rentabilidad, deuda y fragilidad financiera (2001, 2002, 2007)

Dinámica económica de los Estados Unidos: crecimiento y crisis

En el último decenio la dinámica de la industria estadounidense (casi la tercera parte de la industria mundial) ha sido muy desigual. De 1991 a mediados del 2000 la producción industrial se elevó de manera continua a una tasa anual media real del orden del 4,6 %. En casi diez años la producción industrial creció una vez y media. No obstante, a partir de 1998 creció a tasas cada vez menores, y a partir de los primeros meses del 2001 a tasas negativas. Sólo hasta mediados del 2002 (casi 18 meses después) se tornaron positivas. Y también sólo hasta principios del 2004 recuperó el nivel de producción industrial alcanzado en el primer semestre del 2000. Sí, el crecimiento industrial estadounidense se detuvo tres años y medio. La retracción y el estancamiento industriales de casi 40 meses se manifestaron en dos indicadores más: estancamiento de la capacidad industrial de casi 30 meses (Cf. Gráfico 5) y, la severa caída de la capacidad utilizada (Cf. Gráfico 6).



Apenas hoy – en vísperas de lo que parece una nueva crisis – la capacidad industrial recuperó su crecimiento y la capacidad utilizada regresó a niveles superiores del 80 % (Cf. Gráficos 7 y 8).

Gráfico 7
EUA: Capacidad utilizada 1943-2007
 (% del total)

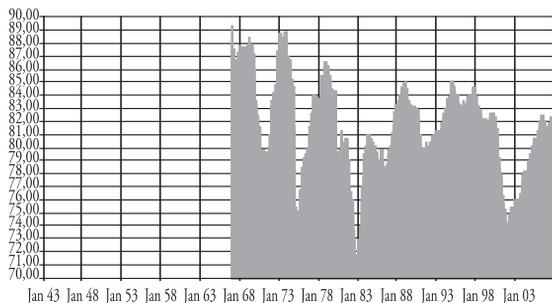
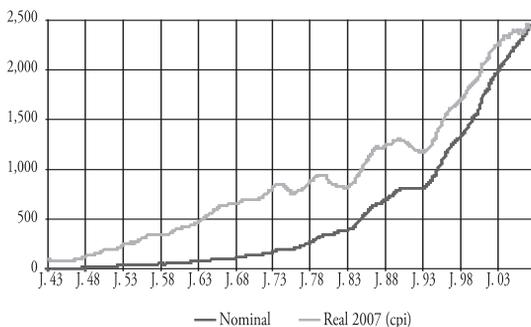


Gráfico 8
EUA: Crédito al consumo 1943-2007
 (10⁹ USD)



Otro indicador de esta regresiva dinámica económica estadounidense lo proporciona la evolución del crédito al consumo, que luego de registrar su mayor crecimiento a principios del 2001 (con tasas anuales superiores al 10 %), no ha dejado de crecer a tasas cada vez menores, aunque todavía positivas, cercanas al 5 % anual hasta 2005 y una leve recuperación

entre 2006 y 2007 para situarse en 5 % y reiniciar nuevamente su caída, en donde se aprecia claramente el mayor pago al consumo. Visto con relación al ahorro mundial, el crédito otorgado representa casi el 25 %, hasta ahora, situación que pudiera agravarse si la insolvencia se incrementase (Cf. Gráficos 9 y 10).

Gráfico 9
EUA: Servicio a la deuda del sector doméstico 1980-2007
(Pago vs. ingreso por trimestre en %)

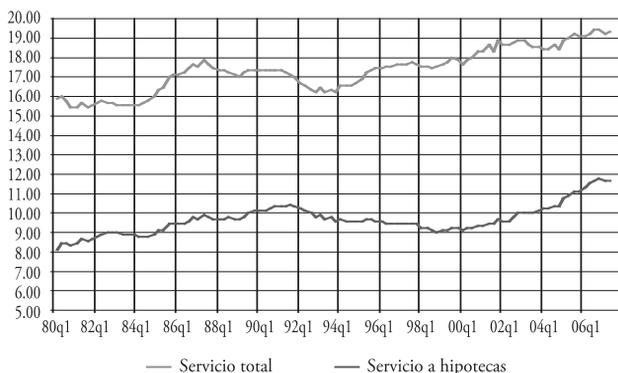
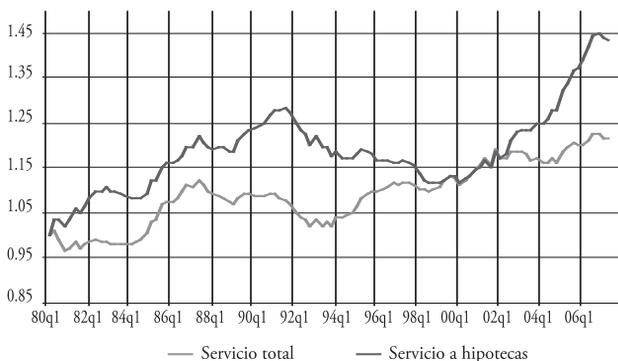


Gráfico 10
EUA: Servicio a la deuda del sector doméstico 1980-2007
(Índice del pago vs. ingreso disponible por trimestre 80q1=1)



Estos sorprendentes hechos – caída de la producción, aumento acelerado de la capacidad ociosa o, su correlato, (descenso drástico de la capacidad utilizada entre 2000 y 2002, por debajo del 74 % para recuperarse en 2007 a los niveles antes de la caída del año 2000) y desaceleración drástica del crédito al consumo – se reflejan en dos indicadores más: crecimiento del producto global bajo, estimado en menos del 2 % para el 2008 y, regresión de la inversión productiva.

Rearticulación financiera (2001-2007)

Al inicio del apartado anterior planteamos que la tasa de ahorro y la tasa de inversión, con respecto al producto mundial, han mantenido una tendencia a la baja desde principios de los años setenta. Habiendo alcanzado su punto histórico más bajo en 2002, en cuanto a tasa de crecimiento, desde entonces se han ido recuperando paulatinamente (Cf. Gráficos 3, 3a, 3b y 3c). A pesar de ello, en los mercados emergentes y en los países productores de petróleo, la tendencia al aumento del ahorro y de la inversión se inició, con excepción de los años de la crisis asiática, desde hace dos décadas. A partir del año 2000 y con la crisis norteamericana, cobró mayor relevancia la participación privilegiada en el ahorro mundial de los países emergentes y productores petroleros, dado el auge de precios del petróleo y el desarrollo industrial de China e India (Cf. Gráfico 3b) (IMF, 2007; UNCTAD, 2006).

El monto total de ahorro e inversión se ha duplicado en los últimos 20 años y en particular, en los últimos cinco años el ahorro aumentó en un 50 % y su tasa alcanzó a representar el 22,9 % del producto mundial. Poniéndolo en una perspectiva histórica más amplia, podemos observar que en 1965 el ahorro mundial era del orden de 4,4 billones de USD⁴ (también en todos los casos constantes del 2007), y fue decayendo paulatinamente, aunque durante el boom petrolero de los años setenta creció hasta llegar, en 1979, a 7,3 billones de USD y su tasa correspondió a 24,7 %. Con la caída de los precios del petróleo y la crisis de la deuda en 1982,

4 N de E.: precios en USD constantes de 2007.

el ahorro mundial tuvo una fuerte caída y el monto ahorrado, en 1983, fue de 5,4 billones de USD con una tasa correspondiente de 21,4 %. En el transcurso de las décadas de los años ochenta y noventa volvió a crecer, paulatinamente, hasta llegar en 1997, año de la llamada “crisis asiática”, a un monto de 8,9 billones de USD, con una participación en el producto mundial de 23,1 % para disminuir, progresivamente con la crisis de 2001 y llegar a su punto más bajo, históricamente, en 2002, al caer su participación en el producto mundial hasta un 20,5 % con un monto de 7,7 billones de USD.

En el último lustro, se ha recuperado levemente alcanzando en 2007 una tasa de participación de 22,9 % con un monto del orden de 11,1 billones de USD. En otras palabras, en los últimos 40 años el ahorro se ha triplicado. Pero hay que hacer notar que, en los últimos 20 años, este se duplicó y el dinamismo alcanzado en los últimos cinco años es inédito: el monto alcanzado es equivalente al de mediados de los años sesenta y similar en términos de su participación en el producto mundial. Lo relevante a destacar es que la caída en el ahorro mundial, con respecto al producto mundial (desde su punto más alto en 1973, hasta su caída histórica en el año de 2002, es del orden del 5 %). Se recuperó del ahorro gracias a los países emergentes y a los países productores de petróleo, hecho inédito en la historia del capitalismo, así como a los fondos de pensiones de países como Estados Unidos, Gran Bretaña y Japón (IMF, 2007), que han jugado un papel relevante en ahorro e inversión, entre otras cosas por los cambios regulatorios que han permitido el ingreso de capital foráneo en ámbitos y países antes cerrados. Se trata de títulos y activos financieros de riesgo. (Cf. Gráficos 11 y 11a).

Gráfico 11
Fondos de pensiones, mutuales y aseguradoras 1987-2007
(10⁹ USD)

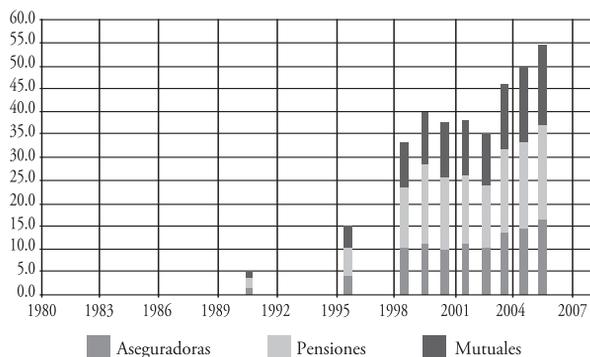
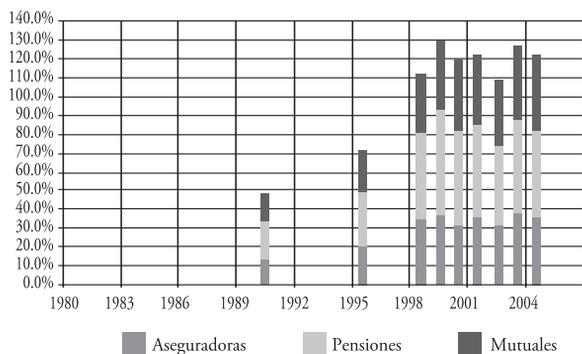


Gráfico 11a
Fondos de pensiones, mutuales y aseguradoras 1987-2007
(% del GDP mundial)



El comportamiento de la circulación de dinero hacia los mercados emergentes es una expresión de la dinámica internacional del ahorro, pero también es de las condiciones de valorización en estos países emergentes. Estas últimas han sido de dos tipos: industrialización dinámica y producción petrolera. ¿Cómo arribó la economía mundial a esta situación? Así planteadas las cosas lo nodal es avanzar en los mecanismos del proceso de acumulación de capital, es decir de concentración y centralización de estas grandes masas dinerarias, de su distribución, inversión y apropiación de la riqueza.

Hay un debate sobre las causas y las perspectivas que explican las recientes variaciones del ahorro y la inversión tanto en los países industriales, como en los mercados emergentes y en los productores de petróleo. Algunos analistas de los organismos internacionales plantean claramente un fenómeno de sobreproducción; la inmensa mayoría sostiene que el fermento, el catalizador, es la transformación cualitativa de Asia, donde el ahorro ha aumentado, pero la inversión ha caído bruscamente desde fines de los años noventa, lo cual, a su vez, ha servido para financiar el enorme desequilibrio de la cuenta corriente norteamericana. Otros estudiosos lo sitúan en la política monetaria y fiscal aplicada por esos países. No obstante, ello no explica porqué, pese a la baja tasa de interés, (UNCTAD, 2006) los flujos fluyen hacia Estados Unidos a pesar de que otros mercados emergentes las mantienen más altas.

Hemos planteado (Morera y Rojas, 2007) que este sistema financiero mundial está jerarquizado bajo el poder hegemónico del dólar, que se desarrolló en los años ochenta, cuando Estados Unidos condujo los acuerdos con los representantes de los Estados capitalistas, entre ellos los “Acuerdos del Hotel Plaza” y los “Acuerdos del Louvre”, y más significativamente en los años noventa, al aplicar complejos mecanismos económicos y políticos con el propósito de facilitar el manejo del dinero mundial, que incluyen regulaciones e intervenciones prudenciales en las prácticas del sistema internacional de bancos y los mercados financieros. El Banco Internacional de Pagos (*Bank of International Settlements*) ha jugado, como nunca, un importante papel al respecto, centralizando información y haciendo cumplir regularmente las prácticas de los bancos internacionales en los mercados financieros. Aún más relevante ha sido el papel

del Fondo Monetario Internacional (FMI), al hacer posible la disponibilidad de fondos y con ello influyendo y diseñando la acumulación de países enteros. En estas políticas impuestas por los principales Estados capitalistas, reside el origen de la reducción de la deuda, la “revolución silenciosa” y la disminución de las tasas mundiales de interés que hicieron posible la reanudación de los flujos financieros internacionales y el término de la crisis.

Es en este contexto en el que se inscribe el destino del ahorro mundial, que se expresa en el desarrollo de las tres grandes tendencias de la última década, apuntadas por Jaime Caruana, director del departamento del Mercado de moneda y capital del FMI, es decir: el dramático incremento de los flujos de capital extranjero, que incluye de manera preponderante el nuevo rol de los mercados emergentes; la llamada “globalización de las instituciones financieras” y la también llamada “globalización de los mercados financieros”.

Dentro de las tendencias mencionadas, conviene destacar el dramático incremento sin precedentes de los flujos de capital extranjero (acumulación de activos financieros: bancos de inversión internacionales, portafolios de deuda pública y privada, portafolios de acciones y deuda, portafolios de préstamos y depósitos e IED) que se triplicaron en la última década al alcanzar, en el 2005, la cifra record de 6,4 billones de USD. Sin embargo, para abril de 2007, este creció hasta 9 billones de USD, casi la quinta parte (20 %) del producto mundial (Caruana, 2007).

De forma que, en tan sólo un año creció un 33 %, cuyo mayor dinamismo lo imprimieron los portafolios de deuda y los bancos de inversión en estrecha vinculación con los *hedge funds* y los diversos inversionistas institucionales involucrados en diversos grados, lo cual ha incrementado la inestabilidad del sistema del sistema financiero internacional. Lo peculiar de esta acumulación de activos financieros en el exterior es la participación de inversionistas institucionales privados de países desarrollados, así como la intervención del sector estatal de los mercados emergentes en los mercados mundiales financieros. Este fenómeno se ha desplegado particularmente en los últimos cinco años.

Diversos aspectos han transmutado los flujos financieros internacionales: en primer lugar el acelerado incremento de los activos tradicionales

(fondos de pensiones, fondos mutuales y compañías aseguradoras) bajo la administración de los inversionistas institucionales de los países desarrollados que casi se triplicó en el transcurso de la última década al alcanzar en el año de 2005 un valor de 55 billones de USD, cantidad superior en un 25 % con respecto al producto mundial. El extraordinario volumen de activos administrados por los inversionistas tradicionales se ha visto acompañado de una disminución de inversiones en los mercados locales. Además, en la búsqueda de una mayor rentabilidad, se impulsó por parte de estos inversionistas, la inversión en *hedge funds* de naturaleza internacional. En este proceso, los fondos de pensiones y los fondos de *hedge funds* han sido los de mayor importancia. Según las estimaciones de diversas fuentes oficiales y privadas consultadas por el FMI, los activos administrados por los *hedge funds* comparativamente menores

“[...] crecieron de \$30 billones⁵ en 1990 a más de \$1,400 trillones de USD a finales de 2005. Se calcula que el capital de los inversionistas institucionales globales colocado en hedge funds ascendía a US \$360 billones de USD a fin de 2005, lo que representa el 30 % del total de activos invertidos en esos fondos”.

(IMF, 2007: 72).

Tal como hemos planteado, la participación del sector estatal de los mercados emergentes se ha convertido en elemento clave en la distribución internacional de activos, particularmente la de los bancos centrales y la de los fondos soberanos de acumulación patrimonial (SWF, por sus siglas en inglés), contribuyendo con ello al financiamiento de los desequilibrios mundiales. Históricamente, los países con una cuenta corriente excedentaria han sido aquellos con una gran acumulación de capital. De tal suerte que estos países se han convertido, en conjunto, en oferentes netos de capital de los países desarrollados (y de manera particular de los Estados Unidos como consecuencia del extraordinario déficit de su balanza de pagos), a través de los portafolios de deuda. Veamos: las reservas oficiales brutas mundiales se duplicaron con creces, pasando de 1,9 billón de USD en 1999, a 5 billones de USD a finales de 2006, de los cuales tan sólo más

5 N. de E.: 1 billón = 10^9 ; 1 trillón = 10^{12} (unidades anglosajonas).

de 3 billones de USD corresponden a Asia y Japón y otros 700.000 millones de USD a los llamados “países en desarrollo” que son exportadores de petróleo.

Así, esta enorme riqueza ha conducido a una concentración de fondos sin precedentes dentro del sector estatal. Tan sólo las reservas de China exceden 1 billón de USD. Adicionalmente, los gobiernos de los países productores de petróleo se han convertido en grandes inversionistas, sobre todo en bonos y participación de capital, a través de los fondos soberanos de acumulación patrimonial; es decir, no sólo obtienen un rendimiento financiero, sino participan en la propiedad del capital. Las estimaciones realizadas plantean que estos fondos administran un monto superior a 1,4 billón de USD (IMF, 2006 y 2007).

Magnitud de los mercados mundiales de capital

La celeridad con la que se han expandido los flujos de capital y los activos financieros ha sido considerablemente mayor que en periodos anteriores, debido a su internacionalización. En lo que va del siglo, esta expansión impulsada extraordinariamente por la capitalización de los mercados bursátiles, fue resultado de la comercialización accionaria, de los portafolios de deuda públicos y privados y de la IED.

Para tener una idea de lo que estamos hablando, la siguiente información es muy ilustrativa. El producto mundial en el año de 2005 ascendió a 46,6 billones de USD; el tamaño total de los mercados mundiales (la suma de bonos, acciones y activos bancarios), ascendió a 165,1 billones de USD, cantidad de la cual la capitalización del mercado accionario alcanzó 42 billones de USD; el monto de los bonos de deuda pública y privada 59,7 billones de USD y los activos bancarios 63,5 billones de USD (IMF, 2007: 157).

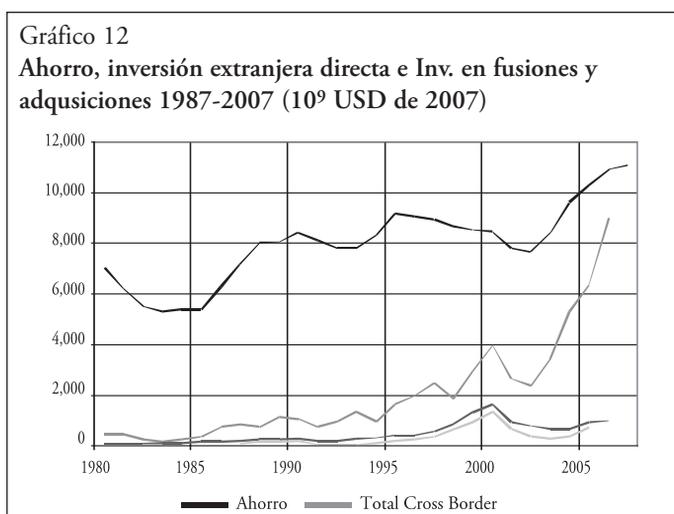
Adicionalmente, el mercado *over-the-counter* (OTC)⁶ de los mercados de derivados⁷ (es decir, mercado de derivados comercializados fuera de la

6 N. de E.: mercado paralelo de valores no cotizados en la Bolsa de Nueva York, y por extensión mercados bursátiles paralelos no organizados.

7 Montos teóricos (calculados) extraordinarios: a) contratos cambiarios (moneda extranjera), b)

bolsa) reportan 297,7 billones de USD y 415,2 billones de USD para los años de 2005 y 2006, respectivamente (BIS, 2006).

El producto total de los flujos de capital representa un 370,3 % del producto mundial. Más aún, si relacionamos el monto total de los OTC de los mercados de derivados con el producto mundial, resulta casi 7 veces (6,67) el monto de la riqueza mundial, es decir, el doble de lo que se opera en todos los mercados bursátiles. Ello implica que el desarrollo financiero (sector virtual) ha crecido muchísimo más rápido que el sector real de la economía (Cf. Gráfico 12).



El propósito sustantivo de este trabajo es acercarnos tanto al origen de las fuentes de riqueza inicialmente acumulada, las cuales sustentan la magnitud de los flujos de capital, como a la apropiación, control y distribución de los mismos y su concreción en fusiones y adquisiciones.

contrataos tasas de interés, c) acciones vinculadas a contratos, d) contratos de mercancías (oro y otros), e) créditos swaps vencidos, f) no localizados (incluyen: cambiarios, tasas de interés, derivados de mercancías y no reportados por las instituciones (fuera de balance) total crédito expuesto (BIS, 2007).

Desde nuestro punto de vista, el análisis de la crisis financiera actual debe considerar el ciclo del capital, que puede devenir en recesión del sistema capitalista y que hacia ello parece apuntar. Al respecto, es central considerar el papel que están jugando los inversionistas institucionales y sobre todo dos aspectos nodales: el control de la gran masa salarial (la parte relativa a los fondos de pensiones) en manos privadas, y, los grandes fondos soberanos de riqueza de los países petroleros, parcialmente controlados por inversionistas privados institucionales. Ambos inciden no solamente en el aspecto especulativo, sino que influyen y determinan la estrategia de inversión de las grandes corporaciones financieras transnacionales (comerciales y de servicios) y de las no financieras (sector real de la economía), en las que se ha producido un fuerte proceso de concentración y centralización de capital.

Simultáneamente, bajo esta nueva lógica del capital la suerte de los pensionados y los no pensionados se convierte en tragedia cuando grandes corporaciones no financieras no contabilizan en sus estados financieros oficiales auditados el monto de sus pasivos que, como en el caso de Enron sobrepasó 20 veces sus activos, provocando la desaparición de las pensiones de miles de pensionados (Blackburn, 2002).

En la coyuntura actual han jugado un papel fundamental los diversos aspectos señalados, pero también la relajación de todas las condiciones para otorgar crédito, especialmente solvencia y ampliación de plazo – no solamente inmobiliario sino al consumo en general – en tarjetas de crédito de todo tipo.

Como hemos señalado, nuestras notas pretenden abordarlo desde la óptica de la concentración y centralización de capital, como resultado y expresión de la crisis de sobreproducción inherente al desarrollo del capitalismo y su vinculación al nuevo ciclo de renta petrolera. Para ello desarrollaremos, en este apartado, las tendencias de la IED en este último lustro, la cual incluye a la llamada “*Greenfield FDI*”, puesto que, por ejemplo, en China, la mayoría de los flujos son de este tipo a través de las transacciones de las fusiones y adquisiciones que desde finales de los años ochenta se realiza mediante el mecanismo de IED.

Después de la caída de los flujos de inversión directa a nivel mundial en 2001 (41 %), 2002 (13 %) y 2003 (12 %), estos ascendieron, muy levemente, en 2004 (a 648.000 millones de USD).

Este crecimiento expresa un incremento de los flujos a los países en desarrollo, así como al sud-este de Europa y a las Comunidades de Estados Independientes. Los principales países receptores, en 2003 y en 2004, fueron Estados Unidos, Reino Unido, China y Luxemburgo. Hay que señalar, además, que los componentes financieros de IED en fusiones y adquisiciones, tanto en países desarrollados como en desarrollo, están integrados básicamente por inversión accionaria. En este rubro, los países desarrollados declinaron un 30 %, habiendo alcanzado un monto de 1.100 millones de USD en 2000.

Incremento de los precios del petróleo y las tasas bajas de interés: especulación en crudo y commodities

Los términos y condiciones para la recuperación económica mundial y más específicamente, de la economía estadounidense, han sido severamente condicionados por los términos y condiciones de la evolución de los precios internacionales de los combustibles y energéticos y de manera más general, de las materias primas. Para el caso específico del precio del petróleo (canasta de crudos importados por los Estados Unidos) de 1965 a la fecha, podemos identificar cuatro fases claramente diferenciadas: una primera de “dura estabilidad” hasta 1972, con precios medios anuales inferiores a los 18 USD por barril (USD/b)⁸; una segunda identificada tradicionalmente como “boom petrolero”, que se tradujo en una elevación a niveles próximos a los 85 USD del 2007 por barril y que, incluso hoy, no se han alcanzado; una tercera de lo que hoy se puede llamar “derrumbe y estancamiento regresivo de precios” que corre del descenso radical a partir de 1982 y que llevó los precios, primero, a 27 USD/b en 1988 y, luego, a un punto extremadamente bajo de 15,72 USD/b en 1998; así, finalmente, a partir de 1999 se vive una cuarta fase de “recuperación y ascenso continuos de precios”, que a fines de este año del 2007 permite esperar – según el Departamento de Energía de los Estados Unidos y la Agencia Internacional de Energía de la OCDE – un promedio anual de 68 USD/b y, presumiblemente, de entre 75 y 80 USD/b para el 2008.

8 N. de E.: precios en dólares constantes de 2007.

Conviene notar que esa larga fase que denominamos “estancamiento regresivo de precios”, se acompañó de la más baja inversión en exploración y desarrollo de la historia petrolera de la segunda posguerra. Y – como se podrá colegir – esto se tradujo en una creciente limitación de la ampliación de la capacidad de producción. Sin embargo, una vez que se reconoció dicha situación – y en un contexto de reivindicación internacional de los precios del petróleo y, en general, de las materias primas – el mundo petrolero ingresó a esa cuarta fase de recuperación y ascenso ya no sólo de sus cotizaciones, sino de su inversión y de su fortalecimiento productivo. En torno a estos altos precios conviene hacer cuatro observaciones: en términos de dólares actuales, el precio de 68 USD por barril que registraría la canasta de crudos importados por los Estados Unidos este año 2008 – incluso los 75 a 80 USD/b para el año próximo – son menores a los registrados en 1980 y 1981, equivalentes a 75 USD de hoy; el peso porcentual de la factura petrolera mundial en el valor del producto mundiales el 2007, apenas alcanzará – si se puede decir así – poco más del 4 %, mientras que en los años de 1980 y 1981, los del boom petrolero alcanzó niveles cercanos al 7 %; incluso, si el precio actual real fuera el mismo de aquellos años, la factura petrolera de hoy apenas representaría el 5 % del valor del producto mundial; solamente un precio medio anual cercano a 105 USD/b llevaría a la factura petrolera de hoy al mismo peso relativo respecto al producto mundial de los años 1981 y 1982.

El otro aspecto que conviene señalar de esta nueva fase de ascenso en los precios del petróleo es el similarmente ascenso de precios de las materias primas y productos manufacturados básicos ligados a ellas. Es el caso, no sólo del cobre, el estaño, el hierro, el níquel y el plomo, sino también del acero, el oro, la plata y el carbón. Son movimientos de ascenso también vinculados a la gran expansión del consumo de estas materias primas y sobre todo, de acero y carbón en China y la India.

Respuesta a la caída de la tasa de rentabilidad a expensas del trabajo

Por lo que hace al empleo, durante todo el período de expansión de la economía de Estados Unidos hasta el estallido de la crisis, debemos seña-

lar, en primer lugar, que la tasa de desempleo disminuyó significativamente de un 8 % al 4 % aproximadamente.

Sin embargo, el proceso desde su inició evolucionó de la siguiente manera: durante el período entre 1980-2000 la economía de Estados Unidos creó 75 millones de nuevos empleos. Al mismo tiempo, el desempleo creció en diversos sectores de los sectores de la “vieja economía” – acero, automotriz, industria básica – del sector manufacturero, pero creando empleos en los nuevos sectores de la economía, tales como tecnología y biotecnología, servicios y otros (*The New York Times*, 2002).

En 2001, Estados Unidos alcanzó la tasa más alta de desempleo de muchos años (5,6 %) y – a decir de sus analistas – en diciembre de aquel año perdieron 124.000 empleos, con lo que acumulan una pérdida de 2,5 millones de trabajadores respecto al momento de mayor auge (finales de 1999). Para el análisis de la recuperación estadounidense, resulta imprescindible la lectura de las intervenciones de tres especialistas de *Wall Street* en una mesa redonda organizada por el diario *The New York Times* en enero de 2002, los cuales prácticamente coinciden en aceptar la existencia de una crisis de sobre inversión y sobre acumulación de activos (talón de Áquiles de la economía y propia de todo ciclo de inversión, dicen), profundizada por el largo periodo de sobrevaluación bursátil. (*The New York Times*, 2002). En su opinión (algunos aseguran haberlo advertido reiteradamente), desde fines de 1998 las bolsas no tenían ya razones solventes para elevar rendimientos. Por ello, sostienen que la recuperación será muy lenta y muy difícil. En esta misma mesa redonda, indican que en buena medida esto explica el fenómeno de corrupción y manipulación financiera de Enron, punta del iceberg, dicen, de una manipulación bursátil más extendida y profunda que trasciende a la hoy insolvente y desprestigiada compañía de energía más exitosa de Estados Unidos. No se nos olvide, por cierto, que Enron asesoró y realizó un intenso cabildeo entre personeros del actual gobierno de México, que le permitieron a esta corrupta agrupación la preparación de su primer borrador de reforma eléctrica.

Bibliografía

- BIS (Bank for International Settlements) (2003). "74th Annual Report 2003/04", Basel: BIS. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.bis.org/publ/annualreport.htm>
- BIS (Bank for International Settlements) (2005). "76th Annual Report 2005/06", Basel: BIS. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.bis.org/publ/annualreport.htm>
- BIS (Bank for International Settlements) (2006). "77th Annual Report 2006/07", Basel: BIS. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.bis.org/publ/annualreport.htm>
- BIS (Bank for International Settlements) (2007). "OTC derivative market activity in the second half of 2006". Basel: BIS/Monetary and Economic Department.
- Blackburn R. (2002). "La debacle de Enron y la crisis de los fondos de pensiones", *New Left Review*, 14: 25-50.
- Caruana, J. (2007). "Global Financial Market Risk - Who is Responsible for What? Keynote Adress at the Conference on Financial Stability, Berlin, Heinrich Böll Foundation/German Association of Banks May 30, 2007". Mimeo: IMF. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.imf.org/external/np/speeches/2007/053007.htm>.
- Chesnais, F. (1999). *La mundialización financiera: génesis, costo y desafíos*. Buenos Aires: Losada.
- IMF (International Monetary Fund) (2006). *Global Financial Stability Report*. Washington D.C.: IMF. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/gfsr/index.htm>
- _____ (2007). *Global Financial Stability Report*. Washington D.C.: IMF. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/gfsr/index.htm>
- Marx, C. (1974/1857). *Introducción general a la crítica de la economía política*. Buenos Aires: Siglo XXI Argentina.
- Morera, C. (1998). *El capital financiero en México y la globalización: límites y contradicciones*. México D. F.: Era.

- _____ (2002). “La nueva corporación trasnacional en México y la globalización”, en: D. de la Peña, M. Simón, C. Morera (Ed.), *Globalización y alternativas incluyentes para el siglo XXI*. México D. F.: UNAM (FE, CRIM, IIEc, DGAPA) UAM-Azcapozalco, 397-434.
- Morera C., Rojas A. (2007). “Notas sobre los cambios en la naturaleza del trabajo y la reorganización productiva y financiera mundial”, IIEc, UNAM, mayo de 2007 (en prensa).
- Moseley F. (2005). “Is the U.S. Economy headed for a hard landing?”, mimeo. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.mtholyoke.edu/~fmoseley>.
- Sturgeon, T. J. (2002). “Modular Production Networks: a New American Model of Industrial Organization”, *Industrial and Corporate Change*, 11 (3): 451-496.
- Bannock G., Manser, W. (2003). *International Dictionary of Finance*, London: The Economist Series.
- The New York Times (2002). “Round Table; Wall Street’s Prescriptions in a Convalescing Economy”, *The New York Times*, January 2.
- UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development) (1999). *World Investment Report 1999: FDI Policies for Development: National and International Perspectives*. New York-Geneva: UNCTAD.
- UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development) (2002). *World Investment Report 2002: Transnational Corporations and Export Competitiveness*. New York-Geneva: UNCTAD.
- UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development) (2003). *World Investment Report 2003: FDI Policies for Development: National and International Perspectives*. New York-Geneva: UNCTAD.
- UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development) (2005). *World Investment Report 2005: FDI Policies for Development: National and International Perspectives*. New York-Geneva: UNCTAD.

El petróleo y el crecimiento económico mexicano: ¿Un recuento de oportunidades perdidas?

Alicia Puyana
José Romero*

Resumen

México es un país petrolero de larga tradición y la existencia de crudo ha marcado la vida política y económica desde inicios del siglo XX y su impacto continúa. La Constitución, al consagrar el patrimonio nacional del crudo y el papel de este como base fundamental del desarrollo, marcó los derroteros de la utilización de la renta. De servir de palanca a la industrialización, al cambiar el modelo económico el petróleo se ha convertido en una de las más importantes fuentes de recursos fiscales para sostener el gasto corriente que permite, al mismo tiempo un amplio gasto público y un ingreso disponible de hogares y empresas elevado. Así, la renta petrolera, un impuesto de costo político cero, equilibra la muy baja carga impositiva a la renta y a las utilidades del capital. El costo es la incapacidad de la empresa de cubrir con parte de elevadísimas utilidades operacionales, siquiera parte de las inversiones necesarias para mantener la producción y se obliga a adquirir deuda creciente que compromete el 80 % de su capital y la vida útil de las reservas. En este juego de muchos intereses se ha impuesto el *status quo* pues la soluciones, claramente políticas han sido imposibles a la fecha: reducir la carga fiscal a Pemex o abrirla a la inversión privada.

Palabras clave: política petrolera, Cantarell, renta, inversión directa, Pemex.

* Profesora Investigadora de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Sede México); Profesor del Colegio de México.

Introducción

Desde el descubrimiento y del primer pozo petrolero en territorio mexicano, a inicios del siglo XX, el petróleo ha estado presente en el quehacer político mexicano. Al comenzar la Primera Guerra Mundial, México era el tercer productor mundial y hacia 1921 suplía el 20 % de la demanda global de crudo. Los descubrimientos de campos más eficientes en Texas y en Venezuela, desactivaron la exploración y la constitución de 1917 introdujo incertidumbre entre los inversionistas, que se resolvió con la nacionalización de 1938, cuando se creó la empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex). En 1973, sus reservas de crudo eran 2.800 millones de barriles y producía unos 400.000 b/d. Al mediar los años setenta, fue importador neto.

Con Cantarell se inició una nueva etapa en la historia petrolera del país. Este descubrimiento se realizó cuando el mercado mundial del petróleo vivía el impacto de los choques de precios de los años setenta y en la lógica de la división Este-Oeste. Con Cantarell se eliminarían las restricciones al crecimiento económico, el Estado tendría recursos para impulsar la modernización y renovó la relevancia mexicana para la seguridad energética de Estados Unidos.

La nueva etapa petrolera se desarrollaría en condiciones diferentes: el desmonte del Estado del bienestar y la crisis de la deuda marcarían la redefinición de las fronteras económicas del Estado. Miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y otros países socialistas, China, por ejemplo, abrieron su industria a las inversiones extranjeras e iniciaron la unificación del mercado petrolero mundial. Este proceso se concluiría con el derrumbe del campo socialista y la privatización de muchas empresas petroleras mundiales.

Desde el estallido de la crisis de la deuda, en 1982, la economía mexicana se embarcó en cambios que transformaron su modelo de desarrollo. Pemex no escapó a esta corriente. Las reformas en Pemex sugieren las mutaciones del papel asignado al sector energético durante la sustitución de importaciones. Se redujeron los subsidios al consumo de energía industrial, se desincorporó la petroquímica, sin resultados por falta de interés de los inversionistas privados a entrar en asociación minoritaria

con el gobierno en una industria artificialmente dividida en “básica” y “no básica”. Se abrió a la inversión privada la generación y transmisión eléctrica y liberaron las importaciones, el transporte, la distribución y el almacenamiento de gas natural y la construcción y posesión de gasoductos. Se ajustó la contabilidad y la evaluación de las reservas a parámetros mundiales, dividió Pemex en cinco empresas semi-autónomas y aplicaron normas de eficiencia empresarial. No obstante, el régimen del sector petrolero *aguas arriba* (exploración, desarrollo y extracción de crudo), y el carácter rentista del Estado permanecen inmutables. Un catalizador de estos cambios fue el Tratado de Libre Comercio para América del Norte (TLCAN), por el cual México abrió a licitación internacional las compras estatales del sector energético.

A pesar de los ingentes recursos generados a la economía nacional por su industria petrolera, Pemex no ha renovado reservas al ritmo de la extracción ni invertido en petroquímica y gas. Las causas de la parálisis en la renovación de las reservas, en las inversiones en la industria petroquímica y en el abultamiento de la deuda, varían según los analistas: el régimen que consagra el patrimonio nacional del recurso y el monopolio estatal en su aprovechamiento o la carga tributaria que extrae de la empresa toda ganancia.

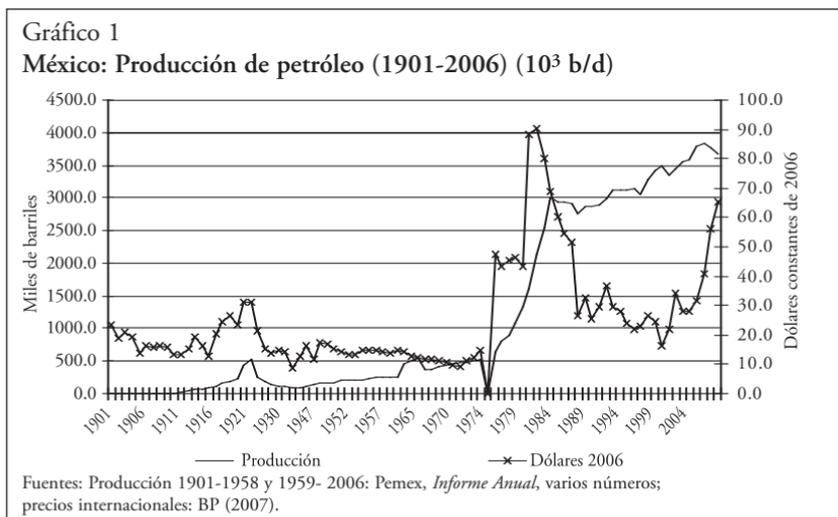
La política petrolera mexicana está delimitada por elementos externos e internos, nuevos y antiguos: la evolución del mercado internacional y la capacidad de la OPEP y de los productores no miembros de ésta; los cambios en las políticas energéticas de los países miembros del TLCAN, y el interés de Estados Unidos en la conformación de un mercado energético en el marco del TLCAN y para su estrategia de seguridad energética. Cada factor ejerce presión sobre el gobierno mexicano buscando, por una parte, cambios en la política de producción y exportaciones y, por la otra, reformas constitucionales abriendo a las inversiones privadas la exploración, la producción y la venta de hidrocarburos.

Los factores internos que han moldeado la política petrolera mexicana emanan de la interpretación y el uso de la tradición jurídica que establece la propiedad nacional del subsuelo; la dependencia del fisco nacional de la renta petrolera; el poder del sindicato de Pemex y los intereses creados en los ámbitos regional y nacional, públicos y privados que se resumen en una puja por apropiarse de la renta petrolera.

Este trabajo, explora el desempeño del sector petrolero mexicano desde los años ochenta a la fecha, el impacto de Cantarell en la política petrolera y el uso de la renta por el Estado. El período escogido marca la entrada en producción de Cantarell y con ella la introducción de las exportaciones, en sustitución de la demanda nacional, como el criterio para definir de cuánto petróleo producir y exportar. En este período, se usa el petróleo como mecanismo anticíclico, es decir se incrementa la producción y las exportaciones para contrarrestar los efectos de las crisis económicas, y se inician los cambios en la política energética que limitan a Pemex como proveedor monopolístico de gas y energía eléctrica. En medio de esta ola de cambios, se intensifica la extracción de la renta petrolera a Pemex.

La evolución del mercado energético mundial y la producción mexicana

A inicio de los años setenta, la política de la OPEP elevó la rentabilidad en regiones de costos relativos elevados. En estas condiciones y con Cantarell, se dio el viraje hacia una estrategia exportadora petrolera como base de crecimiento económico (Cf. Gráfico 1).

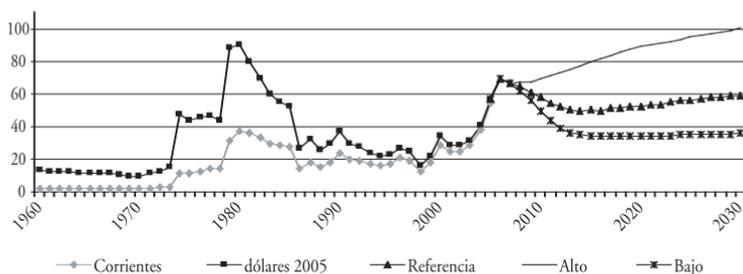


México debe observar lo que ocurre en el mercado petrolero mundial para desarrollar su política petrolera. México es tomador de precios, en el sentido que sus exportaciones no tienen el peso en el mercado mundial que den el poder de mercado tal que afecte el precio mundial, como sí lo puede hacer la OPEP y las inversiones que hagan estos países afectarán la rentabilidad de sus inversiones. Guardar el crudo para la demanda interna puede ser una opción válida ante la perspectiva de recursos limitados, demanda nacional creciente y precios ascendentes, cuando el país tiene otras fuentes generosas de divisas. Las políticas de control del calentamiento global, de ahorro de energía y de sustitución de hidrocarburos por biocombustibles son factores a considerar.

El siglo XXI se inicia con un choque de demanda que parece incontrolable y se vaticinan precios altos (Cf. Gráfico 2). El escenario que la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA sus siglas en inglés) considera el más factible, superaría en 2030 los 50 USD/b¹, que no superan las cotizaciones de 1980 (Blas, 2007). Mientras las alzas de precios de los años ochenta se originaron en choques de oferta, la actual se origina en choques de demanda. China, junto con India y otros países asiáticos, responden por el 58 % del incremento de la demanda mundial. Por el lado de la oferta, la escalada de los precios internacionales de petróleo resulta de la escasa capacidad no utilizada de la OPEP, 1,7 millón de

Gráfico 2

Precios internacionales del petróleo 1960-2030



Elaboración de los autores. Fuente: EIA (2007); BP (2007).

1 N. del E.: Precios en dólares constantes de 2005.

b/d, la más baja en décadas. Debería rondar el 5 % de la producción mundial, y el 7 % refinación (Mabro, 2005).

Las proyecciones de precios se basan en presupuestos plagados de incertidumbre. La guerra al terrorismo, la invasión a Irak, la inestabilidad en el Medio Oriente, la política del gobierno de Chávez y otros que han asumido el control estatal de los hidrocarburos o los huracanes que afectaron a Estados Unidos en 2005, incrementaron las dudas sobre la oferta. Se cuestiona cuántos años más podrán China e India sostener las tasas de crecimiento y de expansión de su demanda de crudo de los últimos 20 años. Los precios señalados arriba, implican que la OPEP incremente su producción en 21,5 millones de b/d y produzca en el 2030 unos 56,8 millones b/d. La oferta de crudo de los no miembros de la OPEP se expandirá al 50 % del crecimiento de su demanda y la OPEP cubriría la mayor parte del incremento de la demanda mundial (AIE 2007; OPEP 2007). Esta expansión demandaría, entre 2007 y 2030, inversiones por 2,4 billones de dólares², de los cuales la OPEP absorbería 680.000 millones, los países en desarrollo 210.000 millones y la OCDE 900.000 millones de dólares (OPEP, 2007: 17). La demanda de estos recursos puede presionar las tasas de interés y reducir las inversiones, dependiendo de las perspectivas de precios y es de esperar se repitan los efectos sobre la oferta y la demanda de un período prolongado de precios altos: un creciente poder de los Estados petroleros y de sus empresas y avances tecnológicos en ahorro y sustitución, incluidos los bio-combustibles y la nuclear (Barnaby y Kemp, 2007).

La renta petrolera y su apropiación: cómo se usa el “patrimonio de la nación”

El manejo petrolero y el papel de éste en el desarrollo socioeconómico mexicano, forman parte del debate político en torno a la definición de la responsabilidad del Estado en garantizar el bienestar de la nación. Para la sociedad mexicana, el gobierno debe garantizar el cumplimiento del man-

2 N. de E.: 1 billón = 1012 (unidad española).

dato constitucional de usar el petróleo como factor de desarrollo, satisfacer a precios competitivos la demanda de productos energéticos del sector productivo y de los hogares y evitar la inestabilidad ocasionada por los fenómenos meteorológicos o por los desajustes entre la demanda y la oferta que cíclicamente ocurren en el mercado internacional. Cubrir los elementos que afectan la estabilidad de los precios y del abasto: la capacidad de extracción, refinación y producción; la introducción de nuevas tecnologías y la creación de fuentes alternativas de energía y la protección ambiental.

En la política petrolera instrumentada por el gobierno, a partir de Cantarell, hay dos estrategias: extraer de Pemex, maximizar la renta, sin miramientos de las necesidades de reproducción de su capacidad productiva o los daños ambientales y obtener recursos para resolver los cuellos de botella fiscal y de recursos externos. La tasa de explotación se desasoció del crecimiento de la demanda interna, incrementando las exportaciones a mayor velocidad que ésta (Cf. Cuadro 1). Los aumentos en la producción, más del 3.000 % entre 1965 y 2005, y de 9 % en los últimos 5 años, se han dirigido a las exportaciones, pues el consumo interno creció un 50 % menos que la producción. Los efectos de estas estrategias sobre Pemex son el agotamiento de las reservas probadas y el estrangulamiento financiero de ésta.

Cuadro 1
Evolución de la actividad petrolera mexicana (1965-2006)

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004	2005	2006	06/00
Res. probadas*				47	55.6	51.3	48.8	26.9	14.8	13.7	12.9	-51.6
Producción**	362	487	806	2129	2912	2977	3065	3450	3824	3759	3759	9.0
Consumo doméstico**	302	419	676	1033	1239	1416	1650	1883	1895	1972	1978	5.0
Exportaciones**	60	68	130	1096	1673	1521	1415	1567	1929	1787	1781	13.6
Expts. en % de produc.	16.6	14.0	16.1	51.5	57.5	51.1	46.2	45.4	49.6	52.5	56.6	24.7

* Miles de millones de barriles **Miles de barriles diarios
Elaboración de los autores. Fuente: BP, 2007.

El mexicano, un Estado rentista

La legitimidad de consagrar como patrimonio nacional las reservas de crudo y de gas y el monopolio estatal de su explotación se sustenta en el uso de los hidrocarburos en pro del mejoramiento del nivel de vida de la población. El gobierno debe orar los surcos, “sembrar el petróleo” y asegurar el crecimiento cuando las reservas se agoten. Las funciones desarrolladas atribuidas al crudo marcan la política de absorción y uso de la renta y son parte de la política fiscal y de la puja distributiva.

Para medir en qué grado se utilizó la riqueza petrolera de acuerdo a los postulados de la Constitución, es necesario medir el tamaño y el valor de la producción de crudo. Cuantificaremos estas variables para el período 1974-2006, que cubre el inicio de la producción de Cantarell hasta su parcial declive. Se establecerá también el tamaño de la renta que capta el fisco. No intentaremos medir el impacto en la economía y nos limitamos a señalar el uso que el gobierno le ha dado.

Cantarell permitió, elevar la producción de crudo durante 1974-2006 al 14,5 % anual, muy por arriba de la tasa (7,1 % anual) registrada entre 1950 y 1974. Esta diferencia señala la bonanza de cantidades aportada por Cantarell³, (Gavin, 1991). La producción acumulada fue 33,6 miles de millones de barriles, por un valor de un 1,3 billón de dólares constantes de 2006 u 870.000 millones de dólares corrientes⁴ (Cf. Cuadro 2).

Cuadro 2
México. Volumen y valor de la producción de crudo durante 1974-2006

	Volumen*	Valor**	
	millones b/año	Const. 2006	Corrientes
Total 1974-06	33577,1	1322208,8	869934,0
Promedio anual	1049,3	41319,0	27185,4

Elaboración de los autores. Fuentes: Producción: Pemex *Informe Anual*, varios números; Precios: BP, 2007.*Millones de barriles al año. ** Miles de dólares.

3 Este tema se trabaja en Puyana y Romero (2008).

4 Para el valor se usaron los precios internacionales WTI.

Sobre el uso de la renta petrolera

Del cuadro 3 emergen hechos preocupantes sobre el incremento de los ingresos petroleros brutos, la escalada de precios, el volumen del crudo exportado y las diferencias entre el precio programado por la Secretaría de hacienda y crédito público y el efectivo (Cuadro 3, líneas 2 y 3), factores definitorios de la renta que obtiene el fisco a través de los impuestos a Pemex⁵.

La diferencia entre el precio efectivo y el programado subió de 5,8 dólares/barril (USD/b) en 1990 a 21,5 USD/b en el 2006 (línea 3), y la renta de 9.900 a 53.600 millones de dólares en 2006, un crecimiento del 441,4 % durante 1990-2006 (línea 7). Los precios se triplicaron, los programados crecieron 2,5 veces y el diferencial se cuadruplicó. La diferencia entre los precios efectivos y los programados es absorbida por el gobierno e invertida, de acuerdo a criterios discutidos con el legislativo pero fijados por el ejecutivo⁶. Pemex no se beneficia de los precios al alza (línea 1).

Año	*	1991	1993	1997	2000	2004	2005	2006	Cambio**	Relación**
Precio del crudo mexicano (US\$/B)	1	188	132	165	24.8	31	40.6	53	181.9	28
Precio programado US\$/b	2	13	142	145	16	293	23	31.5	142.3	24
Diferencia de precios US\$/b	3	5.8	-1	2	8.8	1.7	17.6	21.5	270.7	3.7
Ingresos totales de Pemex	4	19.6	26.7	34.1	50.6	68.7	79.7	97.6	398.0	5.0
Deudas como % activos de Pemex	5	23.2	29.6	54.1	71.1	96.9	96.5	96.7	316.8	4.2
Ingreso neto antes de impuesto*	6	11.4	15.2	34.1	28.9	40.8	46	57.7	406.1	5.1
Impuestos federales a Pemex	7	9.9	14.1	20.1	31.1	42	49.9	53.6	441.4	5.4
Ganancias después de impuestos	8	1.6	1	1	-2.1	-1.2	-3.9	4.1	156.3	2.6
Impuestos como % del ingreso total	9	50.5	52.8	58.9	61.5	61.1	62.6	54.9	8.7	1.1
Impuestos en % de utilid. pre-impuestos	10	86.8	92.8	58.9	107.6	102.9	108.5	92.9	7.0	1.1
razón filas 7 a 6	11	0.1	0.1	0.0	-0.1	0.0	-0.1	0.9	561.9	6.6

*miles de millones de dólares ** cambio período ***relación 2005/1190
Elaboración de los autores. Fuentes: SHCP, *Estados Financieros de la Nación*; Pemex, *Informe Anual*, varios números.

5 Este tema se trabaja en Puyana y Romero (2008).

6 J. A. Rojas Nieto: "De nuevo el nuevo régimen fiscal de Pemex", *La Jornada* (23/10/2005), consultado en <http://www.jornada.unam.mx/2005/10/23/029a1eco.php>

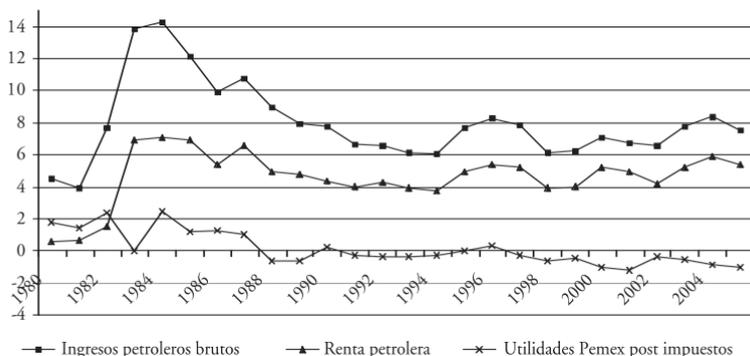
Las utilidades netas antes de impuestos (línea 6) se convierten en pérdida (línea 8) después del pago de los impuestos. La intensa captación de recursos del gobierno es clara: en 1990, los impuestos pagados por la estatal petrolera fueron 7.000 millones de dólares y representaron el 9 % del ingreso neto total de Pemex. En el 2005, ascendieron a 49.900 millones y el 62,6 % del ingreso total de la empresa y el 108,5 % de las utilidades antes de impuestos. La subida de los precios y del ingreso eleva el déficit de la empresa, por el impuesto superior que paga Pemex por los recursos derivados de precios efectivos superiores a los programados, a los cuales se aplica la tasa Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE). La primera prioridad del gobierno en la administración del patrimonio nacional es maximizar la renta y aliviar las cuentas fiscales.

En el 2005, se redujo el ARE y dejaron mayores recursos para Pemex. Esa modificación es evidente por los resultados de 2006, en los cuales se aprecia que Pemex tuvo utilidades por 4.100 millones de dólares, cuando sus utilidades antes de impuestos fueron de 57.700 millones de dólares. No obstante, los efectos de la reforma se anularon al exigir a Pemex superávit fiscal, que en 2006 alcanzó 18.000 millones de dólares. El informe financiero de Pemex de los dos primeros trimestres del 2007 lo confirma, ya que de los rendimientos antes de impuestos por 123.900 millones de pesos, transfirió al gobierno federal un total de 134.000 millones con lo cual debió absorber pérdidas. La renta ascendió del 1 % del PIB, al inicio de los años ochenta al 7 % durante 1983-85 y ha girado en torno al 5 % desde entonces, hasta el 2006. Esta trayectoria se refleja en la reducción de las utilidades de Pemex después de impuestos hasta llegar a guarismos negativos (Cf. Gráfico 3).

En 2005, la deuda total de Pemex representó el 96,5 % del activo de la empresa, y en 1990 sólo el 23,5 % de éste. La razón entre el ingreso antes y después de impuestos de Pemex (línea 11 cuadro No. 2), oscila entre 0,1 y -0,1 %, mientras que para las manufacturas es 0,40 % y en transporte 0,62 % (Puyana, 2006). Si, como en otros países, se estableciera una carga fiscal a Pemex más cercana a la de otras actividades (por ejemplo alrededor del 30 % de las utilidades), se liberarían recursos para que Pemex invierta. La carga tributaria de Pemex es una de las mayores del mundo. En efecto, durante 1995-2004, pagó, el 106 % de las utilida-

Gráfico 3

Ingresos petroleros, renta petrolera y utilidades de Pemex post impuestos (1980-2005). (% del PIB)



Fuente: Puyana y Romero (2006).

des antes de impuestos. Los gravámenes ascienden al 30 % en Inglaterra, 40 % en los Estados Unidos y alrededor del 70 % en Libia.

Varios factores pueden mermar los ingresos fiscales petroleros: reducción de la producción y de precios, mayores costos de producción, y rebaja de los impuestos. Esta eventualidad obligaría al gobierno a reducir el gasto público, básicamente el corriente, dada la baja inversión pública (cerca del 2 % del PIB), o generar más recursos de otras fuentes: ampliar la base tributaria eliminando la tasa cero a los alimentos y medicinas, controlar la evasión, eliminar los regímenes tributarios especiales. Los dos últimos gobiernos no lograron que el legislativo aprobara sus iniciativas, por consistir en eliminar las tasas cero, reducir las de los ingresos superiores y compensar con transferencias monetarias a los más pobres. El gobierno de Calderón presentó la suya, sin incluir la tasa cero, pero integró otras medidas (Contribución empresarial a la tasa única (CET), eliminación al crédito al salario y el IVA a las universidades privadas), que despertaron el rechazo de la oposición política por los efectos regresivos y del sector empresarial por su probable impacto negativo sobre la rentabi-

lidad, las inversiones y la generación de empleo⁷. Ninguna propuesta ha incluido la modificación de la tributación de Pemex.

La renta petrolera que capta el gobierno permite al Estado un nivel de gasto importante sin elevar la tributación directa al capital. La “petrolización” de las cuentas fiscales es una transferencia de parte de la renta petrolera hacia esos sectores que pagan menos impuestos de los considerados normales internacionalmente. Dada la inestabilidad de los precios y la incertidumbre sobre las reservas, implica que reducir la dependencia fiscal de Pemex debería ser una prioridad. La gravedad de la petrolización de la fiscalidad mexicana se comprende al considerar que siendo Pemex tomadora de precios, pues no tiene el poder de mercado para imponerlos, el precio del crudo mexicano es una variable que escapa al manejo gubernamental y su ingreso y capacidad de gasto vienen a depender de las decisiones de los países que con poder de mercado, especialmente Arabia Saudita y otros de la OPEP.

En 2005, descontados los impuestos pagados por Pemex, el ingreso fiscal total representó sólo el 9 % del PIB, el más bajo de la OCDE y de los países petroleros. En 2006, los impuestos a Pemex representaron el 50 % del ingreso fiscal total y, en 2005, el 138,3 % de los ingresos por impuestos a la renta. Según el gobierno, la tributación de Pemex en el 2006, podría representar el 171,7 % de dicho ingreso (Cf. Cuadro 4).

Cuadro 4
Efectos de la política tributaria en las finanzas de Pemex

	1990	1993	2000	2005	2006
Impuesto a Pemex como % del ingreso fiscal total	37.3	27.2	36.8	42.1	49.75
Imp. a Pemex como % del ingreso tributario total	51.9	53.3	50.2	68.7	68.7
Imp. a Pemex como % del impuesto a la renta	73.7	135.1	136.1	138.1	171.7
Invers. pública como % de los impuestos a PEMEX	nd	nd	nd	27.9	23.6
Invers. directa de Pemex como % de los impuestos	7.1	11.2	5.9	1.6	3.4
Pidiregas* % de los impuestos			8.9	13.1	13.8
Invers. totales de Pemex % impuestos a Pemex	7.1	11.2	14.8	14.7	17.2
Transferencias a estados % de los impuestos a Pemex	20	20		53.8	45.5

* Inv. Financiadas por los proveedores

Elaboración de los autores. Fuentes: SHCP, *Estados Financieros de la Nación*; Pemex, *Informe Anual*, varios números.

7 *El Universal* (27/06/2007), “CETU desata polémica Hacienda-empresarios” Disponible [26/02/2008] en: www.el-universal.com.mx/finanzas/58585.html

Cómo se distribuye la renta petrolera

Hasta inicios de los años ochenta, antes de las reformas se consideraba que la renta petrolera derivada del diferencial de costos de producción de México y de los exportadores menos eficientes se debía transferir a toda la cadena productiva para asegurar la industrialización y el surgimiento de las manufacturas intensivas en energía y en petroquímica. Tenía que garantizar el suministro de energía a precios no referenciados a los internacionales. Las cotizaciones internas reflejarían el costo marginal de producción, incorporarían las utilidades marginales para garantizar la ventaja competitiva. Con el nuevo modelo de desarrollo esta política cambió, en el ejecutivo, especialmente en las autoridades hacendarias y monetarias. Los cambios no han sido aceptados por todos los grupos ni todas las fuerzas políticas.

Por ejemplo, repetidamente el gobierno mexicano ha establecido precios internos de los productos petroleros y del gas natural por debajo del internacional, como lo hiciera durante 1975-1987 (Gavin, 1991) y poco antes del huracán Katrina, cuando aprobó un subsidio general para el gas natural en México. Pemex debe asumir costos bajo el argumento de que no constituyen subsidio ya que el precio de venta, si inferior al internacional, es no menor a los costos de producción nacionales. Sí son una transferencia de la renta a los consumidores, intermedios y finales.

Los grupos empresariales más poderosos están más interesados en mantener el *status quo* que en la total o parcial privatización de Pemex⁸. Ante un ente totalmente privatizado no lograrían intervenciones públicas para obtener subsidios directos o encubiertos en los precios de los combustibles o de los insumos para la industria ni independizar, en el largo plazo, las cotizaciones internas de gas de las vigentes en el mercado estadounidense. En contradicción con esta posición se encuentran, por una parte, sectores del partido de gobierno y del PRI y los grupos empresariales con capacidad de invertir en exploración, producción refinación y exportaciones de crudo y gas.

8 Carlos Slim: "El Estado debe ser propietario de Pemex, plantea el empresario", La Jornada (15/02/2006), consultado en: <http://www.jornada.unam.mx/2006/02/15/029n3eco.php>

La renta petrolera ni ha invertido ni ahorrado. Entre 2000 y 2006, el gobierno captó 275.300 millones de dólares por impuestos a Pemex, de los cuales invirtió una fracción menor (Cf. Cuadro 5). Las inversiones públicas representarán sólo el 26 % del ingreso fiscal petrolero, proporción menor que en 2005. La inversión directa de Pemex ha decrecido sistemáticamente hasta llegar al 3 % de la renta fiscal total. Si las inversiones bajo el sistema de PidiregaS se incluyen, la inversión total sólo representa el 17,2 % de la renta. Las inversiones por PidiregaS ascendieron del 14 % de la inversión en exploración y producción en 1997 al nivel máximo del 90 % en 2004 para caer en 2006 al 86,2 %. Tampoco se ha invertido en ampliar la formación bruta de capital fijo, la cual según los “criterios generales de política económica” de la Secretaría de hacienda y crédito público (1998 a 2007), se ha estancado en el 22 % del PIB y ha contribuido al descenso de la dotación de capital por trabajador (Puyana y Romero, 2006).

Así las cosas, es necesario plantear la pregunta de ¿hacia dónde se canalizó el ingreso fiscal petrolero? Durante 2000-2006 el gobierno captó un total de 275.300 millones de dólares por impuestos y derechos de petróleo, los cuales crecieron a una tasa anual promedio del 12,6 %. El gasto corriente se expandió al 10,4 % anual y la inversión pública, gracias al incremento de 2006, al 0,4 % anual (entre 2000 y 2005 había decrecido al -1,3 % al año). Esa expansión del gasto corriente no tiene justificación ya que en el mismo período la economía creció al 2 % al año a precios constantes.

Se podría argüir que el retroceso efectivo de la inversión pública, como proporción del PIB (alrededor del 2 % del PIB) constituiría un catalizador de la inversión privada. Ese efecto no se ha producido. Un impacto de la poca acumulación de capital y del incremento del gasto corriente, es la revaluación de la tasa real de cambio, el crecimiento de la relación de los bienes no transables a los transables y el retroceso de éstos en el valor agregado y empleo totales, de acuerdo a los supuestos de “enfermedad holandesa” (Gelb *et al.*, 1988). La participación de la agricultura y las manufacturas en el PIB ha permanecido prácticamente constante desde 1980. El petróleo no se ha empleado para menguar ese retroceso, ni su renta se ha traducido en inversiones en estructura física o productiva.

Cuadro 6
México: Uso de los ingresos petroleros fiscales por el gobierno central
(2000-2005). (10⁹ USD)

	Ingreso petrolero		Gasto púb. corriente		Inversión pública	
	dólares*	Cambios**	dólares*	cambio**	dólares*	cambio**
2000	30.6		67.8		7.7	
2001	28.8	-5.9	83.1	22.6	7.3	-5.2
2002	28.4	-1.4	88.3	6.3	7.5	2.7
2003	33.9	19.4	93.2	5.5	7.9	5.3
2004	42.1	24.2	98.8	6.0	8.5	7.6
2005	53.9	28.0	108.8	10.1	7.1	-16.5
2006	57.6	6.9	117.1	7.6	7.9	11.3
Total	275.3	12.6	657.1	10.4	53.9	0.4

*Miles de millones **tasa de cambio promedio anual

Elaboración de los autores. Fuentes: SHCP, *Estados Financieros de la Nación*.

Las transferencias a los Estados

La profundización del federalismo fiscal es parte de la democratización del país. La renta petrolera se ha convertido en la principal fuente de las transferencias a los Estados y los poderes locales están interesados en maximizar la renta petrolera, acelerar la extracción y las exportaciones de crudo, lograr la mayor descentralización en el uso del ingreso petrolero y la total autonomía en el uso de las transferencias.

Desde las reformas políticas adoptadas a mediados de los años noventa reforzando la autonomía fiscal de los Estados, parte de la renta petrolera se canaliza a los gobiernos regionales. En 2005, cerca del 54 % de los impuestos pagados por Pemex se transfirió a las autoridades regionales (Cf. Cuadro 4).

En 2005 y en el debate sobre el manejo de la actual “bonanza petrolera”, fue evidente la contradicción entre los sectores del poder legislativo que proponían la reducción de la carga fiscal a Pemex y los gobiernos locales. En 2005, y por razones electorales, el ejecutivo se alineó con los gobiernos de los Estados, satisfizo sus demandas la reforma aprobada

incrementó las ya elevadas transferencias regionales. Así, según los “criterios generales de política económica” (SHCP, 2006), en el 2006, por las modificaciones a la ley Ley federal de presupuesto y responsabilidad hacendaria, se transfirieron a los Estados 56.000 millones de pesos, 31.000 millones más que lo aprobado inicialmente en la Ley de Egresos (SHCP, 2007: 174).

Conclusiones

México es un país con un rico potencial petrolero y energético no desarrollado plenamente. Sus exportaciones responden por buena parte del superávit comercial. Es una fuente toral de recursos fiscales y de empleo.

El desarrollo del potencial petrolero y de gas del país oscila entre fuerzas antagónicas: las restricciones constitucionales que consagran el patrimonio nacional del recurso, el monopolio del Estado en su extracción, aprovechamiento y comercialización y los factores externos y los sectores que captan la renta. La dependencia de las cuentas públicas de la renta petrolera, hace difícil que se amplíe la capacidad inversionista de Pemex mediante la liberalización de parte de sus utilidades. Las transferencias de la empresa al fisco cambian de negro a rojo el balance financiero y constituyen una forma de transferir la renta a los sectores a los cuales no se grava en la medida que se necesitaría de no existir este recurso, que son muy bajos los impuestos que paga el sector privado, en el contexto de la OCDE e insuficientes para financiar el gasto público actual. La falta de inversiones ha inducido el agotamiento de las reservas y a importar parte de los productos petrolíferos que demanda la economía. Ante la imposibilidad de lograr que el Congreso apruebe cambios radicales en la Constitución, el gobierno intenta modificaciones marginales al régimen legal actuando sobre las leyes reglamentarias e introduciendo diversas modalidades de asociaciones público-privadas, la más reciente e importante los contratos de servicios múltiples.

Por el lado internacional, la influencia viene del mercado internacional y la estrategia de los principales productores y consumidores. Ante una demanda creciente y el decaimiento de la producción y las reservas,

la ascendente dependencia del crudo importado y la incertidumbre sobre la estabilidad del Medio Oriente, es lógico que Estados Unidos busque que México amplíe su producción para satisfacer mayores proporciones de su consumo futuro. No es claro qué vías use el gobierno americano para lograr un compromiso al respecto.

Una alternativa es insistir en la profundización de los acuerdos en energía, en el marco del TLCAN, logrando que México flexibilice la posición adoptada cuando se negoció el tratado.

Aún en el escenario más conservador, las necesidades futuras de inversión para el desarrollo del crudo mexicano, son elevadas; su satisfacción impondrá cambios en los factores que restringen la expansión, ya sea la constitución, para permitir las inversiones privadas, ya sea la política fiscal, para liberalizar parte de las utilidades de Pemex y permitirle invertir directamente. Cualquiera de las opciones que se adopte demanda la reforma tributaria. No es factible vaticinar aún cuál sea la alternativa por la cual se inclinen las fuerzas decisorias del país. La oposición a una más franca apertura a la inversión privada ya se hace sentir y también las voces que la defienden.

Bibliografía

- AIE (Agencia Internacional de Energía) (2007). *Mid Term Oil Market Outlook*, Paris: AIE.
- Barnaby, F., Kemp, J. (2007). "Too Hot to Handle? The Future of Civil Nuclear Power", Briefing Paper. London: Oxford Research Group Disponible [26/02/2008] en: www.oxfordresearchgroup.org.uk/publications/briefing_papers/pdf/toohottohandle.pdf
- Blas, J. (2007). "Falling Dollar Puts Pressure on Opec", Financial Times, 26/07/2007. Disponible [26/02/2008] en: www.ft.com/cms/s/743a52a2-3959-11dc-ab48-0000779fd2ac.html
- BP (British Petroleum) (2007). "Statistical Review of World Energy 2007", London: BP. Disponible [26/02/2008] en: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6848&contentId=7033471>

- Gavin, M. (1991). "The Mexican Oil Boom, 1977-85", New York: University of Columbia/Department of Economics, Discussion Paper, 548.
- Gelb, A. (Dir.) (1988), *Oil windfalls: Blessing or curse?* New York: Oxford University Press-World Bank.
- Mabro, R. (2005), "Oil Security and Oil Prices. Implications for Asia. Conference of the Institute of Electrical Engineers of Japan (IEEJ), 2005". Mimeo: IEEJ. Disponible [08/02/2008] en: http://enenken.ieej.or.jp/en/seminar/aef2005/Doc_Mabro_kityoukouen.pdf
- OPEP (Organización de Países Productores de Petróleo) (2007). "Oil Outlook, 2007". Disponible [26/02/2008] en: <http://www.opec.org>.
- Puyana, A., Romero J. (2006), "La convergencia económica y los acuerdos de integración ¿Enseñanzas del TLCAN?", in: J. L. Calva (Coord.), *La economía mexicana bajo el TLCAN. Evaluación y alternativas, Tomo I*. México D. F.: Universidad de Guadalajara-UNAM, 235-268.
- _____. (2008), México o las paradojas de una economía liberalizada, COLMEX, en edición.
- Puyana, A. (2006). "Las fuerzas que moldean la política energética mexicana: entre la Constitución y el TLCAN", in: I. Rousseau (Comp.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?*. México D. F.: El Colegio de México, 257-298.
- SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) (2006). "Criterios generales de Política Económica 2006", México D. F.: SHCP. Disponible [junio 2008] en: www.apartados.hacienda.gob.mx/politica_economicacontenidodocumentossubtema2cgpe_2006.pdf.
- SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) (2007). "Detalle del presupuesto de egresos de proyectos de infraestructura productiva, Pemex, Pidiregas". México D. F.: SHCP. Disponible [junio 2008], consultado en: http://www.apartados.hacienda.gob.mx/contabilidad/temas/informe_cuenta_publica/2006/index_entidades_paraestatales.html.

Evolución y perspectivas del *upstream* de gas natural en Bolivia

Mario García Molina

María Fernanda Murcia*

Resumen

Con la capitalización de los hidrocarburos bolivianos se creó un ambiente atractivo para los inversionistas privados que contaban con todos los medios para explorar y explotar los recursos petroleros. La capitalización logró mejorar los resultados en materia de reservas y producción a costa de un alto malestar social. El ambiente excesivamente favorable a los inversionistas extranjeros se limitó con la nacionalización y la nueva ley de hidrocarburos, con la cual las empresas extranjeras no tienen los mismos incentivos para invertir. La cuestión es que, para continuar con los proyectos de expansión y de exportación de recursos, Bolivia necesita mantener y si es posible incrementar su nivel de reservas, sin provocar el malestar social que dio al traste con las políticas previas.

Palabras clave: privatización, nacionalización, gas, producción, reservas, inversión.

* Profesor Asociado de la Universidad Nacional de Colombia/Escuela de Economía, y profesor investigador de la Universidad Externado de Colombia/Facultad de Economía; Candidata a la Maestría en Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Colombia.

Introducción

La situación del gas en Bolivia ha estado indisolublemente ligada a los problemas económicos, sociales y políticos de este país. Los numerosos gobiernos militares y golpes de Estado habían dejado un legado de mala administración, endeudamiento e hiperinflación, en donde la única fuente importante de divisas era la cocaína, después de la caída de los precios del estaño. El primer gobierno civil (1982-1985) fue incapaz de controlar la situación y terminó con la renuncia del presidente y la reelección por parte del congreso de un antiguo presidente, Víctor Paz Estenssoro, quien durante los años cincuenta había emprendido una serie de reformas, tales como la nacionalización de las minas y el monopolio de la exportación de estaño, el sufragio universal, la reforma agraria y el estímulo a la exploración de hidrocarburos por parte de empresas extranjeras.

El nuevo gobierno de Paz Estenssoro comenzó una serie de reformas en el sector energético que continuarían sus sucesores. Las reformas modificarían el panorama del sector de hidrocarburos y en particular el del *upstream* de gas posponiendo la solución a los problemas sociales. Los campesinos productores de coca ganarían importancia política y posteriormente el gas quedaría en el centro de la polémica.

En la segunda sección de este artículo se examinan las privatizaciones en el *upstream* en gas de 1985 a 1997; en la sección 3 se estudian los cambios al contrato de riesgo compartido y los efectos sobre el nivel de reservas y la exploración entre 1997 y 2003; la sección 4 se concentra en la nueva ley de hidrocarburos y el contrato de riesgo compartido para el período de 2003 a 2005; la sección 5 analiza la situación posterior a la nacionalización; en la sección 6 se concluye.

Debilitamiento de YPF (1985-1997)

Los doce años entre 1985 y 1997 presentan una sucesión de leyes que va limitando el margen de acción de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPF. Tales medidas coinciden con la tendencia hacia la pri-

vativación y la liberalización que vivieron el mundo y en particular América Latina durante esos años en diversos sectores.

Después de un inestable primer gobierno civil, el gobierno de Paz Estenssoro intentó detener la inflación de 27.000 % mediante un programa de ajuste ortodoxo de acuerdo con el Fondo Monetario Internacional. Durante este gobierno del “Pacto por la Democracia” (ADN-MNR, 1985-1989), se promulgó el Decreto supremo 21.060 (29/8/1985) por el cual varias empresas estatales, entre ellas YPFB, dejaron de producir y se dedicaron a administrar contratos.

En el gobierno siguiente precedido por Jaime Paz (“Acuerdo Patriótico”, MIR-ADN, 1989-1993) se sancionó la Ley 1182, que otorgó garantías a la inversión privada, nacional y extranjera y eliminó las restricciones para el ingreso y salida de capitales.

La privatización en Bolivia tomó el nombre de “Capitalización”. La Ley 1.544 de capitalización (del 21/3/1994) y sus reglamentos aprobados por el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (pactos “Por el cambio” y “Por la Gobernabilidad”, MNR, MBL, UCS, 1993-1997) señalaron que cinco empresas estratégicas estatales (entre las que se encontraba YPFB) deberían asociarse a empresas extranjeras mediante una “capitalización”. Las ganancias de estas empresas (convertidas en sociedades mixtas) servirían para pago del Bono solidario (Bonosol) a personas mayores de 65 años.

Como parte de la medida, el Ministerio de la Capitalización dividió a la empresa en cinco sociedades de economía mixta (SEM): dos de ellas dedicadas a la exploración-producción, la Empresa Petrolera Chaco y la Empresa Petrolera Andina; una al transporte, la Transportadora boliviana de hidrocarburos, también conocida como Transredes; una a la refinación; y YPFB, que se dedicó a la comercialización. A cada una de las SEM en exploración-producción se le asignó un número de bloques que participarían en el mercado de la capitalización de YPFB, y apoyarían el proceso de transformación de Bolivia en distribuidor de gas natural para el Mercosur.

El objetivo de las empresas capitalizadas en exploración y producción era aumentar la producción de hidrocarburos, en particular el gas natural para exportarlo hacia Sao Paulo; y, el objetivo de Transredes era culminar

la construcción de la parte boliviana del proyecto del gasoducto Bolivia-Brasil.

Desde el punto de vista empresarial, la capitalización de YPFB estuvo destinada a expandir la producción de gas natural de Bolivia, para suplir en el futuro el mercado del Mercosur. Bolivia esperaba obtener así unos 330 millones de USD anuales por concepto de regalías e impuestos a las utilidades de las empresas petroleras, cosa que finalmente no ocurrió porque, como se verá más adelante, el porcentaje de regalías disminuyó.

La capitalización de YPFB en el proceso de transformación de Bolivia en distribuidor de gas natural para el Mercosur, evitaría así que las empresas capitalizadas encargadas del transporte de hidrocarburos por ductos impusieran precios monopólicos a los usuarios de ese servicio en el mercado interno, por medio de la creación del marco regulatorio y del Sistema de regulación sectorial SIRESE. Adicionalmente:

“[...] el marco regulatorio de la capitalización no parece estar diseñado únicamente en función del mercado interno boliviano, que es muy pequeño, unos treinta mil barriles diarios de crudo y treinta millones de pies cúbicos diarios de gas natural, aproximadamente. Su estrategia estaba orientada más bien hacia la atracción de inversiones internacionales para incrementar la exploración y la producción de hidrocarburos, destinados al mercado exterior, potencialmente importante y creciente”

(Mora Contreras, 1998: 19).

El 30 de abril de 1996 Sánchez de Lozada aprobó la Ley de hidrocarburos 1.689, que estableció que toda explotación hidrocarburífera se desarrollaría mediante contratos de riesgo compartido por empresas privadas, preferiblemente extranjeras.

Esta ley clasificó los pozos hidrocarburíferos (gas o petróleo) en “existentes” y “nuevos” (que no están sujetos al pago del Bonosol). Los “nuevos” son la mayoría de los pozos con mayor explotación y los más ricos: Margarita, San Alberto, San Antonio y otros. Además señala en su artículo 71 que YPFB explotaría los campos residuales hasta el momento en que se llevara a cabo el proceso de capitalización de ésta con las multinacionales para crear sociedades anónimas mixtas resultantes de este proceso.

Inmediatamente vino la Ley 1.731 del 26 de Junio, casi dos meses después de ser aprobada la Ley 1.689, que “reclasificó” los pozos de hidrocarburos y desligó la mayoría de ellos de la actividad exploratoria de YPFB con el fin de “conceder a los contratistas plena libertad para la comercialización, el transporte, la refinación y la exportación de hidrocarburos, es decir satisfacer a las compañías extranjeras mediante menores regalías” (Villegas, 2002: 79).

Finalmente, dos días antes de que dejara el poder el 4 de Agosto de 1997, Sánchez de Lozada firmó el Decreto supremo 24.806, mediante el cual se instauraba el “Modelo de contrato de riesgo compartido para áreas de exploración y explotación por licitación pública” en sus 20 cláusulas, más sus respectivos anexos ‘B’ y ‘D’. El artículo tercero del decreto señala:

“El Titular (la empresa) adquiere el derecho de propiedad de la producción (de gas o petróleo) que obtenga en boca de pozo y de la disposición (destino) de la misma conforme a las previsiones de la Ley de hidrocarburos”.

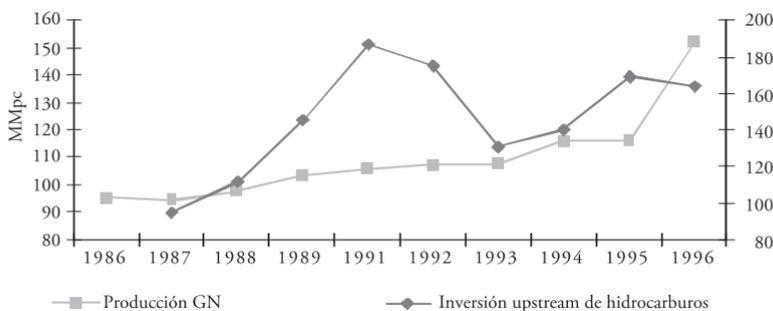
En efecto, este anexo concuerda con el artículo 24 de la ya mencionada Ley 1.689, según la cual:

“Quienes celebren contratos de riesgo compartido con YPFB para exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida”.

De acuerdo con estas disposiciones, eran ahora las empresas las que podían explotar, transportar y comercializar el gas con el extranjero a su libre disposición. Sin embargo, tales medidas iban en contravía del mandato constitucional, creándose así un problema de potencial inestabilidad regulatoria. La acumulación de cambios legales parece haber estimulado efectivamente la inversión extranjera directa, lo cual se tradujo en una leve tendencia al crecimiento en la producción en 1995 y 1996, después de haber permanecido estancada durante casi una década (Cf. Gráfico 1).

Gráfico 1

Producción ($10^6 p^3$) e inversión ($10^6 USD$) de gas natural



Fuente: Dupleich *et al.* (2003: 25 y 27).

El contrato de riesgo compartido (1997-2003)

Luego de la desintegración de YPFB y junto con el contrato de riesgo compartido, se creó la Superintendencia de hidrocarburos. Dentro de las funciones del nuevo ente regulador se encontraban la promoción de la eficiencia y la competencia del sector, el otorgamiento y modificación de concesiones y la protección a los consumidores. Por su parte, YPFB se encargaba de prestar servicios técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos:

“[...] así mismo, era la encargada de establecer contratos de riesgo compartido para la exploración y explotación de gas natural, y responsable de administrar los contratos de exportación de gas natural hacia Argentina y Brasil, contratos firmados más de treinta años atrás y que en ese entonces habían causado polémica respecto al monto de las reservas”.

(Quiroga, 1982: 83).

En el caso de las regalías, antes de las reformas del sector hidrocarburífero, las empresas petroleras extranjeras contribuían con un 50 % del valor

bruto de la producción por concepto de regalías. Éstas se dividían en departamentales (que llegaban al 11 %); compensatorias (1 %); nacional complementaria (19 %); y la participación directa del Estado (otro 19 %).

Después de la reforma, los hidrocarburos existentes continuaron con el mismo porcentaje en regalías, pero los hidrocarburos “nuevos”, que eran los de mayor exploración y más ricos, tributaban solamente el 18 % del valor bruto sobre la producción, es decir, aportaban 11 % de participación departamental, 1 % de regalía nacional compensatoria y 6 % de participación de YPF. Así que ahora tributaban a YPF, pero dejaban de tributar a la Regalía Nacional complementaria, al impuesto nacional y a la participación nacional, viéndose afectados todos los impuestos a la Nación.

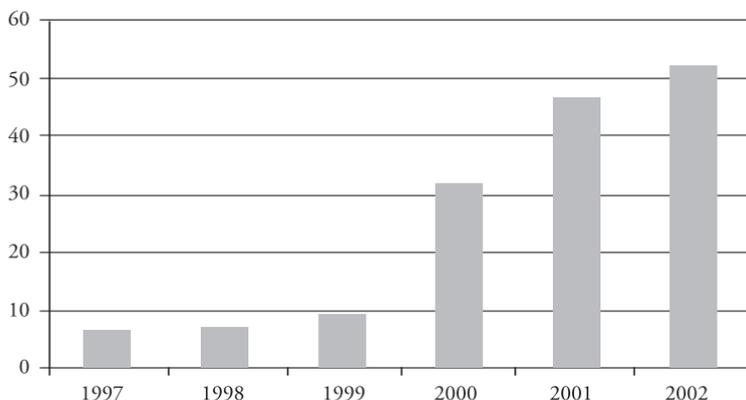
“En el período comprendido entre 1997 y 2003 Bolivia recibió por concepto de regalías 406 millones de USD por gas natural” (Ondarza, 2004), frente a unos 216 millones de USD en el período de 1993 a 1997 (Dupleich *et al.*, 2003). Cabe aclarar que el incremento en el valor recaudado ocurrió a pesar de las reformas debido al incremento de pozos explotados.

Pero lo más importante del proceso de capitalización fue que Bolivia incrementó sus reservas en más de 1.000 %. En 1996, YPF informo públicamente que existían 5,3 terapiés cúbicos (TPC)¹ de reservas certificadas, que son la suma de las reservas probadas y las reservas probables de gas en el país; hacia fines de 2003 YPF confirmó que las reservas certificadas existentes alcanzaban los 54,9 TPC.

El aumento en las reservas obedeció a la intensa actividad exploratoria que se llevó a cabo entre 1997 y 2000 y que dio como resultado la confirmación de reservas en muchos campos descubiertos por la empresa Maxus Bolivia Inc. y YPF. En conjunto descubrieron el campo Margarita, Santa Rosa y Huamanpampa en el departamento de Tarija, y el campo San Alberto y Sábalo en San Antonio. En el gráfico siguiente se aprecia la tendencia creciente en las reservas probadas y probables de gas natural (Cf. Gráfico 2).

1 N. de E.: 1 terapié cúbico = 10^{12} p³.

Gráfico 2
Reserva de gas natural (10^{12} p³)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), <http://www.ine.gov.bo>

La mayor cantidad de las reservas probadas se encuentran en el departamento de Tarija (85,6 %), seguido de Santa Cruz (10 %), Cochabamba (2,6 %) y Chuquisaca (1,8 %). La mayor parte de las reservas probadas y probables de gas en el país están en los mega campos: Margarita (bloque Caipipendí) con 13,42 TPC; San Alberto con 11,94 TPC; Itaú con 10,39 TPC; y Sábalo con 8,63 TPC (Ordanza, 2004).

Para el 2000, 38 de los 82 contratos de riesgo compartido se encontraban en la etapa de exploración. Empresas como la BG Exploration & Production Ltda., empresa petrolera andina, Empresa Petrolera Chaco S. A., Exxon Bolivia Tuichi Ltda., Mobil Boliviana de Petróleos Inc. hacían parte del amplio grupo de inversionistas privados con los que se adjudicaban contratos de exploración o explotación.

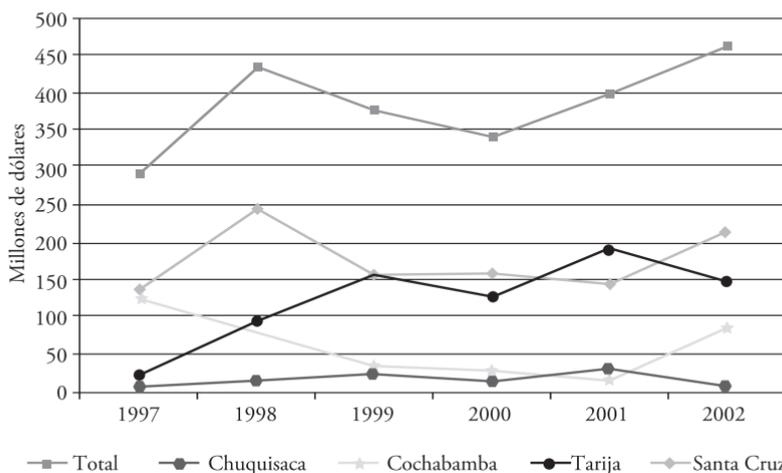
Cabe recordar que la privatización de YPBF no sólo respondió a la necesidad de adaptar al país a un modelo de economía de mercado, “sino también a la debilidad financiera del Estado para posibilitar la inversión en el sector petrolero sin sacrificar inversiones en infraestructura vial, salud y educación” (Cámara Boliviana de Hidrocarburos, s/f.), con los siguientes resultados:

Para el período de 1990 a 1996 la inversión pública total boliviana fue de 3.361,9 millones de dólares. Dentro de esta inversión pública la inversión para YPFB fue de 515,5 millones de dólares. Mientras que en el período de 1997 a 2002 la inversión pública fue de 3.378,4 millones de dólares y la inversión para el *upstream* petrolero fue de 2.649,6 millones de dólares. (Cámara Boliviana de Hidrocarburos, s/f.: 45).

En el siguiente gráfico, se observa el comportamiento de la inversión extranjera directa en el *upstream* hidrocarburífero boliviano. No se aprecia una tendencia clara para el periodo, pero sí es claro que esta inversión se dirige principalmente a los campos ubicados en los departamentos de Santa Cruz y Tarija (Cf. Gráfico 3).

Gráfico 3

Inversión extranjera directa en el *upstream* sector hidrocarburífero (10⁶ USD)



Fuente: INE, <http://www.ine.gov.bo>

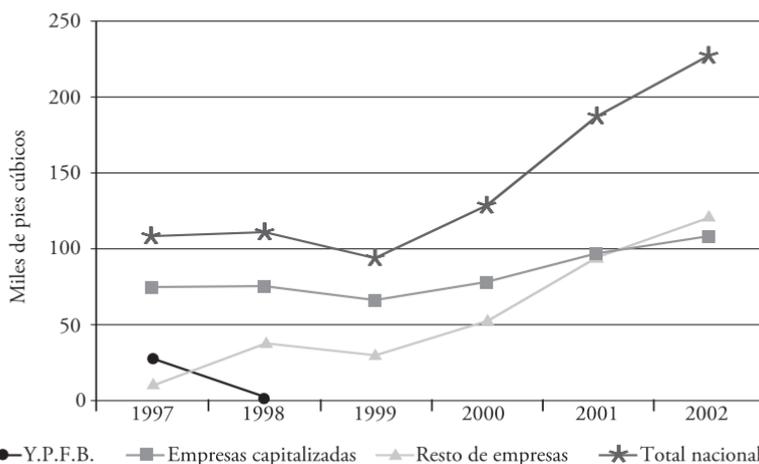
Así pues, la política de privatización, aunque polémica por cuanto busca proteger y estimular la actividad de las compañías extranjeras al tiempo que debilitaba a YPFB, dio sus frutos en el aumento de la exploración y en

consecuencia, de las reservas y la inversión en el sector. No obstante, también hay que señalar que, si bien la inversión en exploración y en explotación se eleva considerablemente, para el 2003 y el 2004 este nivel estaba en decadencia, debido a que el nivel de reservas de gas y la falta de mercado para el mismo no justificaba una mayor inversión en exploración.

Por otro lado, el nivel de producción también se incrementó en más del doble, puesto que Bolivia pasó de producir 92.200 millones de p³ en 1997, a 226.700 millones de p³ en 2002 (INE, 2007). Como vemos en el gráfico siguiente, el aumento en la producción provino fundamentalmente de las empresas capitalizadas y extranjeras, de hecho desde el 2001 se observa que la producción de las empresas multinacionales se encuentra por encima de las capitalizadas (Cf. Gráfico 4).

Gráfico 4

Producción de gas natural según tipo de empresas (10⁶ p³)



Fuente: INE, <http://www.ine.gov.bo>

A nivel social la capitalización de YPFB significó un gran número de despidos. “De más de nueve mil trabajadores quedan actualmente quinientos noventa y dos, de los cuales ciento setenta y cinco son técnicos” (OIT,

1997). No obstante, el efecto neto debería tomar en cuenta los empleos creados en las nuevas empresas.

Otro costo de los contratos de riesgo compartido fue que limitaron seriamente la capacidad del país para actuar en el *upstream* de hidrocarburos. No obstante, la inversión extranjera en el sector convirtió a Bolivia en el tercer país en reservas probadas de gas de América Latina.

La nacionalización

Con el referéndum del 18 de julio del 2004, se pusieron sobre la mesa el papel del gas natural como recurso estratégico para el desarrollo del país, y la política exterior del Estado boliviano. En septiembre de 2004, el presidente Carlos Mesa presentó el proyecto de Ley de hidrocarburos como respuesta al Referéndum.²

El pueblo boliviano rechazó la Ley de hidrocarburos existente junto con los contratos de riesgo compartido. En abril de este año existían “76 contratos de riesgo compartido, 44 de los cuales se encontraban en explotación y 32 en etapa de exploración” (Ondarza, 2004). Las causas de este rechazo se derivaron de la opinión generalizada en el sentido que la Ley de capitalización y privatización de hidrocarburos viola la Constitución política del País y está en contra de los intereses nacionales y a favor de los intereses de las empresas transnacionales.

La Constitución plantea que los hidrocarburos son riquezas naturales del subsuelo (son bienes nacionales sin que se pueda separar el yacimiento de la producción en boca de pozo). En consecuencia, conforme a la Constitución, las riquezas naturales hidrocarburíferas pertenecen sólo al Estado y el modelo de contrato de riesgo compartido viola la Constitución, “ya que en su cláusula tercera otorga la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo a las empresas hidrocarburíferas, vulnera no sólo el art. 139, sino también el art. 136 de la Constitución.” (Moguillansky y Bielschowsky, 2000).

2 Proyecto de Ley de hidrocarburos (09/2004), presentado por el Presidente Carlos Mesa. Disponible [29/08/2007] en: http://www.lainsignia.org/2006/mayo/ibe_002.htm.

El artículo 139 de la Constitución política del Estado boliviano textualmente señala:

“Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el Estado en que se encuentren la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable, imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado o sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas conforme la Ley”.

(Moguillansky y Bielschowsky, 2000).

Pero el marco jurídico aprobado por el gobierno de Sánchez de Lozada contradice plenamente lo señalado por la Constitución política boliviana.

El Decreto supremo 24.806 señala, junto con la Ley 1.689, que la producción de gas es de propiedad de las empresas transnacionales, al igual que las fases de transporte y comercialización, sin embargo, la Constitución política del Estado boliviano enfatiza en el artículo mencionado que la propiedad de los yacimientos es únicamente del Estado nacional; es decir, que éste tiene poder para usar y disponer de los hidrocarburos. Además no existe la mínima posibilidad de enajenarlos o sea que no puede pasar el dominio. La Constitución agrega que este recurso natural es imprescriptible: no puede extinguirse. Entonces, el artificio legal referido a la propiedad de la producción contradice y viola la Constitución política del Estado boliviano.

En el proyecto de ley presentado por el Presidente Carlos Mesa, además de reconocerse el gas como recurso estratégico, se da la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de pozo al Estado boliviano; deja claro que ningún contrato podrá transferir la propiedad de los hidrocarburos y que los titulares que hubieran suscrito contratos de riesgo compartido, en exploración, explotación y comercialización deberían adecuarse a las disposiciones del proyecto de Ley de hidrocarburos.

En el artículo 6 del capítulo II, se establece la refundación de YPFB por medio de las acciones del Fondo de capitalización colectiva, correspondiente a las empresas Andina S. A., Chaco S. A. y Transredes S. A.³ Retornan a esta institución las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación e industrialización, además de la participación en la distribución de gas por redes y en la comercialización de los derivados de hidrocarburos. En síntesis, YPFB vuelve a participar en toda la cadena de los hidrocarburos.

En el artículo 7 de este mismo capítulo se crea la empresa Petrobolivia, con el fin de que asuma todos los derechos y obligaciones que posee YPFB actualmente, o sea que Petrobolivia es la encargada de otorgar derechos y fiscalizar las actividades de exploración y explotación; además es la encargada de suscribir contratos a nombre del Estado boliviano con personas de derecho privado o sociedades mixtas.

En el artículo 16 del capítulo I del título II “Disposiciones Generales”, se da la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo al Estado boliviano. Mediante Petrobolivia se ejerce la titularidad del derecho propietario. Iniciada la producción del campo, el titular de un contrato de producción compartida está obligado a entregar a Petrobolivia la totalidad de los hidrocarburos producidos.

En el proyecto de ley se establece que las regalías que se pagarán a favor del sector de hidrocarburos volverán al 50 % del valor de la producción de gas natural y petróleo. Según el artículo 43 del capítulo II del título 4 “Régimen de patentes, regalías, participaciones y tasas”, el titular está sujeto al pago de una participación departamental del 11 %, una regalía nacional compensatoria del 1 %, una participación del 6 % sobre la producción fiscalizada de hidrocarburos, una regalía nacional complementaria del 1 % del valor de la producción de hidrocarburos existente y una participación del 19 % de la aplicación de los contratos de riesgo compartido de las empresas capitalizadas sobre el valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos (Moguillansky y Bielschowsky, 2000).

3 Proyecto de Ley de hidrocarburos (09/2004), presentado por el Presidente Carlos Mesa. Disponible [29/08/2007] en: http://www.lainsignia.org/2006/mayo/ibe_002.htm.

En cuanto a la contratación, los contratos de producción compartida pueden ser suscritos con Petrobolivia por cualquier persona colectiva, nacional o extranjera. El titular ejecuta con sus propios medios y corre con el riesgo de las actividades de exploración y explotación. Petrobolivia en el contrato de producción compartida, tiene participación en la producción, una vez deducidos los costos incurridos en la obtención.

Para los titulares que migren de un contrato de riesgo compartido a un contrato de producción compartida, Petrobolivia amortizará al titular un porcentaje de las inversiones realizadas en su desarrollo, previo informe de auditoría externa. La amortización la realizará Petrobolivia con la producción futura del campo.

Si bien la Ley anterior concedía a las empresas transnacionales los hidrocarburos bolivianos, así que el Estado perdía posibilidades de extracción, explotación y comercialización; también es cierto que gracias a lo atractivo del país para los inversionistas extranjeros, se pudo conocer el potencial gasífero boliviano. Los gráficos anteriormente analizados muestran como se incrementan las reservas con el aumento en la inversión.

El texto de un Decreto supremo con el cual se declaraba estatizado el sector de los hidrocarburos bolivianos fue leído el 1 de mayo de 2006. El Decreto supremo 28.701 seguía fielmente “los contenidos de la ley de hidrocarburos aprobada en el año 2005 y que permanecía sin ejecutar.” (Otalvora, 2007). Así que este decreto recupera para el Estado boliviano la propiedad, posesión y el control absoluto de los hidrocarburos.

Cuando se refiere a recuperar la propiedad establece en el artículo 2:

“[...] la obligación de entregar a YPFB, toda la producción de hidrocarburos del país y así mismo dispone que YPFB, comercializará los mismos en nombre y representación del Estado boliviano, definirá las formas y condiciones, volúmenes y precios, tanto para el mercado interno como para la exportación y su industrialización. Viene a significar esta figura jurídica que a YPFB le corresponde la comercialización y la fijación de volúmenes y precios en el mercado interno y en el de exportación”.

(Moreno, 2006).

Sin embargo, en esta cita cabe aclarar que el decreto no establece cómo se llevarán a cabo la comercialización y la fijación de precios. Se deduce que YPFB intervendrá en toda la cadena hidrocarburífera, y entonces la pregunta que surge es ¿qué lugar ocuparán las empresas anteriormente capitalizadas, como es el caso de Chaco S.A, Andina S.A, Transredes S.A, Petrobras Bolivia Refinación S.A y la Compañía Logística de Bolivia S.A? La respuesta a este interrogante se encuentra en el artículo 7 del Decreto supremo 28.701, el cual determina “la nacionalización de las acciones para obtener el control sobre [las empresas capitalizadas]” (Moreno, 2006).

Al nacionalizar las acciones, YPFB se vería obligado a comprar el número de acciones necesarias para controlar el 50 % más uno, para de esta manera controlar los recursos que administraban las empresas capitalizadas, “aunque el Decreto supremo en análisis, no establece la forma de pago ni el mecanismo de compensación, son claros los tratados suscritos por Bolivia en esta materia” (Moreno, 2006).

Después de la nacionalización

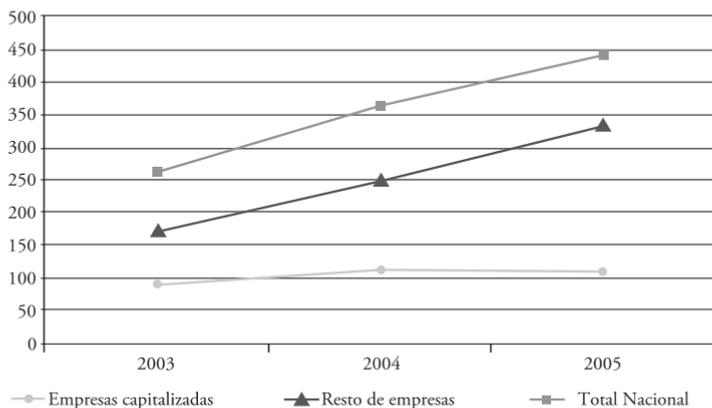
Después de la Ley de hidrocarburos y de la declaración del Decreto supremo 28.701 de 2006, la principal preocupación radica en el comportamiento del sector de hidrocarburos bolivianos. Los incentivos para atraer inversión extranjera directa no son los mismos, y por lo mismo se pensaría que los niveles de reservas, producción e inversión disminuirían.

Para mantener la producción de hidrocarburos es necesario contar con los equipos necesarios, los medios de transporte y en definitiva con la infraestructura, la tecnología y el capital, tanto físico como humano, para desarrollar de manera efectiva las labores de exploración, extracción y producción. De ahí el peligro de la disminución de la inversión por parte de las empresas extranjeras. Petrobras, por ejemplo, redujo sus inversiones al mínimo indispensable como resultado de la nacionalización.

A pesar de las inquietudes del texto de la nueva ley de hidrocarburos y de los cuestionamientos acerca de las capacidades bolivianas para enfrentarse al *upstream* como única dueña y principal socia, en el siguiente gráfico vemos que el comportamiento de la producción de gas natural

no presenta una variación significativa. De hecho si contamos con que en mayo de 2005, se oficializó la nueva ley de hidrocarburos, no se hace evidente una disminución en la producción de gas natural por parte de empresas extranjeras, como tampoco un incremento en la producción por parte de las empresas anteriormente capitalizadas (Cf. Gráfico 5).

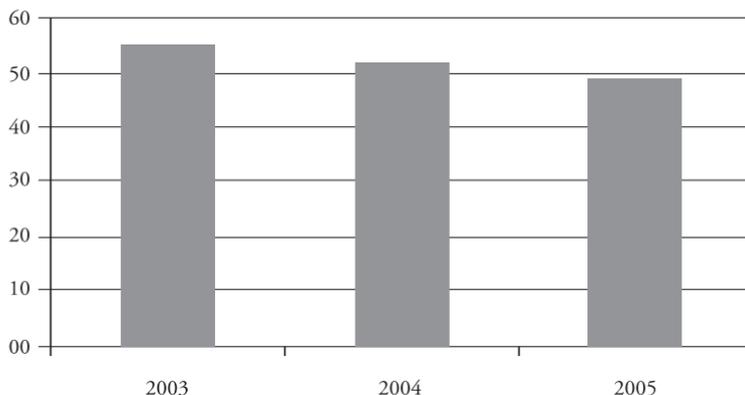
Gráfico 5

Producción de gas natural según tipo de empresas (10^6 p^3)

Fuente: INE, 2007.

Lo que sí es evidente es que el nivel de reservas, que presentaba una tendencia creciente desde el 2000 hasta el 2003, muestra una notoria disminución. Esta tendencia no necesariamente es consecuencia exclusiva de la nacionalización, pues el incremento en las reservas se venía frenando desde antes (Cf. Gráfico 6), pero el hecho es de todos modos preocupante, porque se hace necesario encontrar nuevas reservas e incrementar su nivel si Bolivia espera conservar su importancia en reservas a nivel latinoamericano, y sobre todo si espera continuar suscribiendo contratos de exportación con grandes y sostenidos beneficios.

Gráfico 6

Reservas de gas natural (10^6 p³)

Fuente: INE, 2007.

Una posible lectura de estos hechos es que la nacionalización hizo que las empresas extranjeras suspendieran sus inversiones y aumentaran la producción para recuperar rápidamente lo que se pudiera salvar, con el consiguiente menoscabo en las reservas y a futuro el fin de los planes de integración. No obstante, esta lectura puede ser apresurada. En efecto, la balanza a largo plazo está del lado de los productores, por cuanto la necesidad de gas aumenta rápidamente y las tendencias serán al aumento en el precio y el aumento en la fracción de la renta que tomen manos de los países productores (García Molina, 2007).

La integración con Brasil y Argentina es una necesidad muy grande para estos dos últimos, como se notó en la disminución de suministro de gas a los Estados de Sao Paulo y Río de Janeiro para poder abastecer a las centrales termoeléctricas. Es lógico, entonces, que estos países estén dispuestos a continuar con el proceso de integración bajo condiciones que favorezcan más a los países productores.

Un problema más grave es la inestabilidad política de Bolivia. De hecho, el ambiente es de duda frente a lo que efectivamente el Estado boliviano había firmado con las transnacionales. A futuro, la estabilidad

depende también de cuánto tiempo permanezcan los funcionarios en el sector. No es clara la viabilidad a largo plazo de la política de tener como salario máximo el salario del presidente en un sector que internacionalmente tiene salarios bastante altos para el personal calificado.

En el congreso hay desacuerdo con algunas de las decisiones tomadas por el presidente, y el 22 de agosto de 2007 oficialistas y opositores llegaron a las manos por diferencias frente a una acusación de Evo Morales. Tales diferencias entre el congreso y el presidente, la cercanía del presidente boliviano con su homólogo venezolano⁴ y el ambiente creado para los inversionistas dejan a Bolivia con los ojos del mundo entero sobre ella. Hasta el momento no se tiene una visión clara del panorama futuro para este país.

Conclusiones

A pesar de la atracción de la inversión privada internacional a través de un régimen fiscal generoso para reemplazar los derechos de propiedad del Estado como productor de hidrocarburos, la capitalización tuvo un costo social muy alto que se vio reflejado en el crecimiento del desempleo y en el bajo nivel de regalías que recibía el Estado por parte de los hidrocarburos. Sin embargo, la capitalización favoreció el hallazgo de nuevas reservas, al permitir que la inversión extranjera se instalara cómodamente en el país y extrajera de él los máximos beneficios.

Con la nacionalización de los hidrocarburos, Bolivia pretende ahora ser la dueña de todos los hidrocarburos que se produzcan en el país y de sus derivados. Además está implementando una política de industrialización del gas, con la que espera expandir el consumo interno de este energético e incrementar las exportaciones.

Bolivia espera continuar siendo el tercer país de América Latina con mayores reservas de gas, para esto debe continuar trabajando en el *upstre-*

4 Chávez apoyó la nacionalización prestando apoyo técnico, pero han surgido dudas respecto a lo adecuado de esta ayuda porque el interés de Venezuela en exportar gas a Brasil y Argentina podría debilitar la posición de Bolivia, y porque la experiencia técnica de PdVSA no se concentra en el tipo de gas que se encuentra en Bolivia.

am, es decir debe invertir en la exploración y explotación de gas natural y YPFB, junto con Petrobolivia, debe buscar suscribir contratos favorables para el país que reviertan un buen nivel de regalías y permitan hacer una buena comercialización del hidrocarburo.

En un país con los niveles de pobreza y desigualdad de Bolivia, con una de las tasas de mortalidad infantil más altas del continente, sólo en la medida en que la evolución del sector de hidrocarburos vaya acompañada de mejoras en el bienestar de la comunidad se puede esperar que las reformas y políticas sean sostenibles. Esa fue la principal causa del descrédito de las políticas de privatización en el sector y de su posible reforma en el futuro próximo. Las nuevas reformas deberán incrementar las reservas atacando el problema social o enfrentar la misma incertidumbre.

Bibliografía

- Dupleich, L., Garrón, M., Selaya, P. (2003). “Estructura del sector hidrocarburos 1990-2002”. Documento de trabajo. La Paz: UDAPE. Disponible [19/11/2007] en: www.udape.gov.bo
- Cámara Boliviana de Hidrocarburos (s/f.). “El régimen impositivo del sector hidrocarburífero”. Disponible [19/11/2007] en: www.cbh.org.bo.
- García Molina, M. (2007). “La energía como motor para la integración en América Latina”, en: K. P. Schütt, F. Carucci (Coord.), *Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina*. Caracas: ILDIS, 15-38.
- INE (Instituto Nacional de Estadística) (2007). “Bolivia: producción de petróleo y gas natural por año según subsector, 1991-2006”. La Paz: INE. Disponible [11/2007] en http://www.ine.gov.bo/cgi-bin/Panuario_00xx.exe/cuadro.
- Moguillansky, G., Bielschowsky, R. (2000). *Inversión y reformas económicas en América Latina*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Mora Contreras, J. (1998). “La capitalización de YPFB en el proceso de transformación de Bolivia en distribuidor de gas natural para el Mercosur”. Universidad de Los Andes/Facultad de Ciencias

- Económicas y Sociales. Mimeo: Mérida. Disponible [01/2008] en: http://iies.faces.ula.ve/investiga/JMora/1998_YPFB.pdf.
- Moreno, B. R. (2006). “La nacionalización de los hidrocarburos, un enfoque legal necesario”. *Energy Press*. Disponible [01/2008] en: <http://www.energypress.com.bo/Ramiro/5.htm>
- OIT (Organización Internacional del Trabajo) (1997). “ETM Andino: Empleo, productividad e ingresos Bolivia 1990-96”. Bruselas: OIT.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2001). “Los mercados de gas natural en la comunidad andina: desarrollo y perspectivas de integración”. Quito: OLADE.
- Ondarza, G. (2004). “Claves para estar informado”. *El Deber*, mayo.
- Otalvora, C. E. (2007). “Integración, des-integración y gasoducto del sur”, en: K.-P. Schütt, F. Carucci (Ed.), *Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina*. Caracas: ILDIS, 163-190.
- Quiroga Santacruz, M. (1982). *Oleocracia o patria*. México: Siglo XXI.
- Villegas, C. (2002). *Privatización de la industria petrolera en Bolivia*. La Paz: Plural Editores.

Tercera parte
Problemas sociales

ITT: un problema de gobernanza para el Ecuador

Guillaume Fontaine*

Resumen

Analizamos aquí la viabilidad del proyecto de explotación de los campos de petróleo crudo pesado Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT), ubicados en el sector oriental de la Región Amazónica Ecuatoriana, en los límites del parque nacional Yasuní. Presentamos este proyecto en la perspectiva de la política petrolera, haciendo énfasis en la evolución de las inversiones extranjeras directas y la participación del sector público en la producción nacional, desde la década de los años noventa. Analizamos la propuesta de moratoria elaborada por un sector influyente del movimiento ecologista, que contribuye a polarizar la discusión en torno a la conservación de áreas protegidas y la racionalización de las actividades petroleras en la Amazonía. Concluimos que esta propuesta utópica se debe entender como una apuesta política, que carece de fundamentos técnicos y económicos claros y no permite enfrentar los retos y problemas que presenta el proyecto ITT para la gobernanza, al nivel energético, socioeconómico y ambiental.

Palabras clave: Estado, políticas públicas, actividad petrolera, renta petrolera, conservación, ecologismo, cambio climático.

* Coordinador de investigación de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Sede Ecuador). Agradezco a Geert van Vliet, Jesús Mora Contreras y Paúl Cisneros por sus comentarios a una versión previa de este texto. Las opiniones expresadas aquí no les implican de ninguna manera.

Introducción

Desde hace varios años, el Ecuador se enfrenta con la perspectiva de una nueva “bonanza petrolera”, como producto acumulado de los precios altos en los mercados mundiales y del volumen de crudo pesado que contienen los campos ITT (por Ishpingo, Tambococha y Tiputini), descubiertos en la década de los años noventa. Sin embargo, por su ubicación en la región amazónica, estos campos no representan sólo oportunidades de inversiones, sino también amenazas al medio ambiente y la población local, sobre las cuales alertó ya el movimiento ecologista.

En este sentido, en junio de 2007, el Presidente de la República, Rafael Correa, hizo pública una propuesta “alternativa”, que consiste en conservar los yacimientos de ITT *in situ*, a cambio de un pago por servicios ambientales, cobrado a la comunidad internacional. Inmediatamente, esta propuesta encontró una buena acogida, sin lugar a duda por la toma de conciencia al nivel mundial de los efectos del cambio climático y la participación de hidrocarburos en la emisión de gases invernaderos.

En este contexto, este texto plantea una doble problemática: ¿cómo se inserta el proyecto ITT en la política petrolera del Ecuador? ¿cómo se enfrentan los riesgos socioambientales que conlleva este proyecto? Por un lado, representa una oportunidad histórica para el sector petrolero, en particular porque permite revertir la tendencia a la reducción de la participación del Estado en la producción nacional, iniciada en la década de los años noventa, y continuar la reforma en el manejo y la distribución de la renta petrolera. Por el otro, representa una amenaza seria al medio ambiente, que no se puede enfrentar sólo con una propuesta de moratoria, como aquella defendida por un sector importante del movimiento ecologista ecuatoriano.

El proyecto ITT plantea un triple problema para el Estado y la sociedad ecuatoriana: energético, socioeconómico y ambiental. Estos problemas pueden ser abordados desde distintos enfoques que atañen a la gobernanza. Diferenciamos aquí los problemas de gobernabilidad de aquellos de gobernanza, para distinguir los obstáculos a los procesos democráticos de las dificultades encontradas en la ejecución de las políticas públicas. Mientras la gobernanza atañe al funcionamiento de los sistemas institu-

cionales, la gobernabilidad refiere a las condiciones de la democracia - como la participación ciudadana en la toma de decisión, la rendición de cuentas, la representatividad de los electos, etc.

Desde el enfoque energético, el ITT necesita inversiones para adecuar la producción de energía e infraestructuras de transporte (Willems y Pershing, 2002), por lo cual se destaca la importancia de las alianzas estratégicas entre los sectores privado y público, a través de nuevos mecanismos que apoyen las políticas públicas, la lógica de mercado, los objetivos de desarrollo nacional y las inversiones directas privadas (UNDP, 2002). Desde un enfoque socioeconómico, permite no sólo la movilización de los mecanismos de cooperación internacional para enfrentar los problemas de la pobreza, el dualismo entre ricos y pobres y el deterioro del medio ambiente (Petrella, 1995: 110-111), sino también el acceso a fuentes de energía económica para luchar contra la pobreza y mejorar las condiciones de vida de la población que no tiene acceso a esos servicios (UNDP, 2000). Desde un enfoque ambiental, implica marcos legales y políticos que responden cada vez más a preocupaciones y procesos de toma de decisiones globales, no necesariamente vinculantes, como la “Declaración de Estocolmo” (1972), la “Carta mundial para la naturaleza” (1982), el “Informe Brundtland” (1987), la “Declaración de Río” y la “Agenda XXI” (1992), el “Borrador de convención internacional sobre medio ambiente y desarrollo” elaborado por la UICN (1995), y la “Declaración del milenio” (2000) (Jeffery, 2004: 14-16).

En este texto, nos preocuparemos esencialmente por la incidencia que puede tener el proyecto ITT por la gobernanza energética, aunque se mencionarán de paso las interacciones de este proyecto con las demás dimensiones de la gobernanza. Por ello, nos basamos en una revisión de fuentes secundarias sobre la política petrolera y la propuesta de moratoria, así como un análisis de los datos estadísticos disponibles en el Banco Central del Ecuador, la Dirección Nacional de Hidrocarburos, adscrita al Ministerio de Energía y Minas, y la empresa estatal Petroecuador. En una primera parte, ubicaremos el proyecto ITT en el contexto de la política petrolera ecuatoriana. En la segunda parte, analizaremos la viabilidad de la propuesta de no explotación de estos yacimientos.

El proyecto ITT y la gobernanza energética

Las actividades petroleras en el Ecuador se concentran principalmente en la región amazónica, por lo tanto representan altos riesgos ambientales y sociales para las poblaciones locales, en particular indígenas. El proyecto ITT no escapa a esta regla y por esta razón un sector importante de la sociedad civil aboga a favor de su cancelación.

Petróleo y renta

Exportador neto de petróleo desde 1972, el Ecuador ocupa un rango intermedio en la geopolítica de los hidrocarburos en América Latina. Sus reservas de crudo convencional¹ alcanzan actualmente 5.060 millones de barriles (OLADE, 2006) y se ubican en el 4º rango regional, por cierto lejos detrás de Venezuela, Brasil y México. Sus exportaciones alcanzaron apenas 130 millones de barriles en 2004 y 2005, en comparación con unos 755 millones de barriles para Venezuela (OLADE, 2006: 21). Los principales países de destino son Estados Unidos (74,35 %), Perú (11,65 %) y Chile (6,16 %) (DNH, 2007).

En cambio, la importancia de los ingresos procedentes del petróleo en la economía nacional es bastante significativa. En efecto, en 2003, las exportaciones de crudo y derivados representaron un 43 % en valor de todas las exportaciones; la renta y los ingresos por concepto de exportación de derivados representaron un 33 % del presupuesto del Estado (Ministerio de Energía y Minas 2004). Además de ser la primera fuente de ingresos del país, constituyen también la principal fuente de financiamiento para el pago de la deuda externa, que representó un 39 % del PIB, con 17.319 millones de dólares (USD)² en julio de 2007 (BCE, 2007 a).

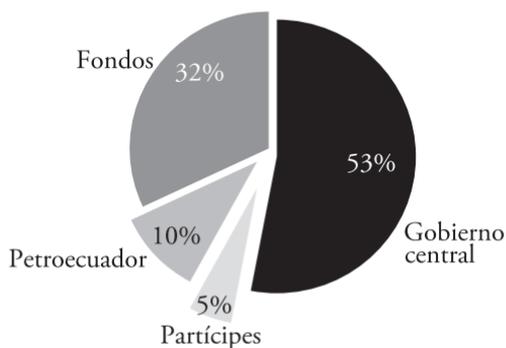
1 El petróleo convencional es aquel que puede ser explotado en las condiciones económicas y técnicas existentes en el momento de la evaluación de las reservas.

2 Esta deuda se compone de una deuda pública de 10.383 millones de USD (23,4 % del PIB) y una deuda privada de 6.936 USD. El PIB estaba estimado en 44.400 millones de USD al 31 de julio de 2007 (BCE, 2007 d).

En 2006, el nivel de la renta³ alcanzó 4.283 millones de USD. Más de la mitad fue destinada al presupuesto del Estado (53 %), mientras que el resto se repartía entre Petroecuador (10 %); 20 partícipes, como las Fuerzas armadas, el Ecorae (Instituto de ecodesarrollo de la región amazónica ecuatoriana) y las universidades), y organismos seccionales (Consejos provinciales y municipales) (5 %); y tres fondos (32 %) (Cf. Gráfico 1 a).

Gráfico 1a

Repartición de la renta petrolera en 2006 (n=4.283 millones de USD)

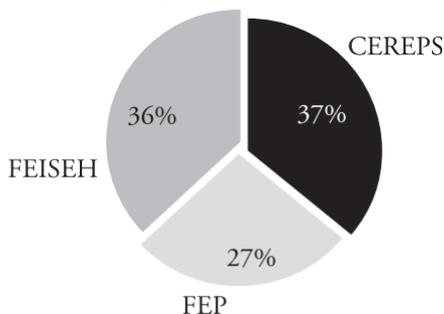


Elaboración del autor. Fuente: BCE (2007 d).

Los fondos petroleros administraron entonces 1.961 millones de USD. Entre ellos, el FEISEH (Fondo ecuatoriano de inversión en los sectores energéticos e hidrocarburífero), alimentado exclusivamente por las ganancias del bloque 15 representó el 36 % y la CEREPS (Cuenta especial de reactivación productiva y social), alimentada por las ganancias del OCP, captó un 37 %; el resto de las ganancias netas generadas por la venta de crudo fue vertido al Fondo de estabilización petrolera (27 %) (Cf. Gráfico 1 b).

3 El Banco Mundial define la renta petrolera como “la suma de todos los ingresos 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.

Gráfico 1b
Repartición de los fondos petroleros en 2006
 (n = 1.961 millones de USD)



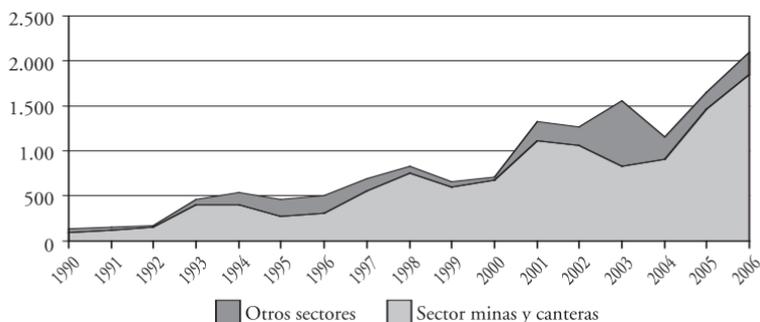
Elaboración del autor. Fuente: BCE, 2007 d.

Después de su salida de la OPEP en 1992 (a la cual se reincorporó en 2007), el Ecuador abrió su sector petrolero mediante una serie de reformas a la ley de hidrocarburos, creando condiciones favorables para la inversión extranjera, en particular al reducir las exigencias del Estado en cuanto a su participación en la producción (Fontaine y Narváez, 2005). Luego se abrieron dos rondas de licitaciones de bloques petrolíferos concentrados en la RAE (en 1994 y 1997) y se construyó el oleoducto de crudos pesados (OCP), el segundo del país. Esta obra, concluida en 2003, fue ejecutada por un consorcio privado liderado por Techint (Argentina), e integrado por AGIP (Italia), Kerr-McGee y Occidental (Estados Unidos) y Repsol-YPF (España).

Como consecuencia de esta apertura, las inversiones extranjeras directas (IED) en exploración, producción y transporte de petróleo se incrementaron notablemente. El monto anual de las inversiones subió de 126 millones a 1.555 millones de USD entre 1990 y 2003, año de la inauguración del OCP. En 2006, este monto alcanzó el récord histórico de 2.087 millones de USD, de los cuales las actividades mineras y petroleras captaron el 88 %. (Cf. Gráfico 2).

Gráfico 2

Evolución de las inversiones extranjeras directas (millones de USD)



Elaboración del autor. Fuente: BCE, 2007 d.

Las IED del sector “minas y canteras” representan el 80,2 % 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). Durante el período 2002-2006, las IED procedieron principalmente de Canadá (28 %), Estados Unidos (20 %) y Europa (19 %). Es de subrayar que los países de la Comunidad Andina (incluso Venezuela) ocupan una posición marginal, incluso detrás de Brasil (respectivamente con el 1 % y el 5 %).

Petroecuador y el sector público

Las reformas llevadas a cabo en los últimos quince años quitaron a la mayor empresa del país toda autonomía financiera y política. En efecto, con la ley 44 de 1993, las ganancias de la empresa nacional (calculadas 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. También, se incrementó el control del Estado en el funcionamiento de Petroecuador, al asignar al Ministerio de Finanzas el 10 % del valor de la producción, hasta entonces depositados en un Fondo de inversión petrolera.

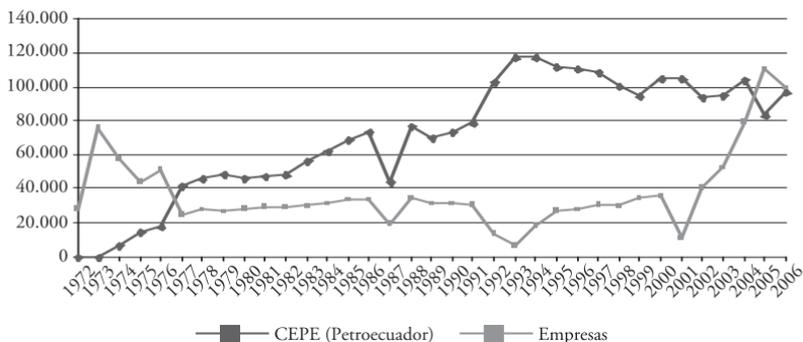
De esta manera, por compensar el déficit del presupuesto del Estado, la asignación de las ganancias de Petroecuador al Ministerio de Finanzas afectó las inversiones en el ámbito de la exploración y el mantenimiento de infraestructuras. Ello se tradujo en primer lugar por una inflación de la renta unitaria, pues la empresa estatal no invirtió lo correspondiente a la amortización de sus activos, por restricciones presupuestarias. En efecto, la renta unitaria alcanzó 10,13 UDS / b. en 2003, es decir un 51 % de cada barril exportado al precio de mercado internacional en ese período, en comparación con 3,9 UDS / b. (21,1 % por barril) en Colombia (ESMAP, 2005: 63). En segundo lugar, la producción de los seis principales campos operados por Petroecuador⁴ entró 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). Este contexto explica la importancia que tiene hoy el proyecto ITT para la empresa estatal: no sólo porque los yacimientos de estos campos fueron descubiertos por ella, sino porque representan una fuente de inversiones y ganancias que ningún proyecto permite esperar en el Ecuador, a la fecha.

Desde 1993, la participación del sector público en el volumen de crudo fiscalizado disminuyó constantemente, hasta ubicarse alrededor del 57 % (sumando la producción propia y compartida de Petroecuador). El año 2001 constituye una excepción, puesto que subió repentinamente al 90,7 %, debido al efecto de anticipación de la inauguración del OCP, por las empresas miembros del consorcio OCP S. A. Por lo demás, esta tendencia se aceleró de manera dramática en 2003, cuando el OCP empezó a funcionar, de tal manera que la producción estatal se volvió minoritaria por primera vez en 2005 (Cf. Gráfico 3).

4 Se trata de Shushufindi-Aguarico, Sacha, Libertador, Auca, Cononaco y Lago Agrio, que suman el 78,25 % de las reservas primarias originales del país.

Gráfico 3

Evolución de la producción estatal y privada de crudo fiscalizado (miles de barriles)



Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2002, 2003 y 2005; DNH, 2007.

Mientras el volumen producido por Petroecuador se mantenía alrededor de 100 millones desde 1999 (tras haber alcanzado un récord de 117 millones de barriles en 1993-1994), aquel producido por el sector privado subió de menos de 40 millones a 80 millones de barriles entre 1999 y 2004. En 2004, Petroecuador produjo el 35,3 % del crudo fiscalizado, delante de Occidental (20,6 %), AEC Ecuador (11,7 %), Repsol-YPF (9,6 %), Agip (6,1 %) y Perenco (4,9 %). En 2005, el sector privado superó la barra simbólica de los 100 millones (110,6 millones según la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)), mientras la producción propia y compartida de Petroecuador sumaba 83,5 millones de barriles.

Esta evolución podría revertirse tras la declaración de caducidad del contrato de Occidental por el Ministro de Energía, el 15 de mayo 2006, y la devolución del bloque 15 y los campos de gestión asociada Limoncocha y El Edén-Yuturi.⁵ Gracias a esta medida, la renta petrolera fue casi duplicada, pasando de 2.587 millones de USD a más de 4.280

5 Esta empresa, que realizaba el 20 % de la producción anual en el Ecuador, vendió un 40 % de sus activos en el bloque 15 y los campos de gestión unificada Limoncocha y El Edén-Yuturi, a City Investing (holding de Encan), tras un acuerdo firmado en 2000. Al hacerlo sin contar con la autorización previa del Ministerio de Energía y Minas, violó la ley de hidrocarburos.

millones de USD entre 2005 y 2006. Pero más allá del incremento de la participación del Estado en la producción existente y de la renta petrolera, el control sobre las operaciones en el bloque 15 genera expectativas en Petroecuador, en relación con el proyecto ITT. En efecto, la ubicación de este bloque y del centro de procesamiento y facilidades de El Edén-Yuturi en la ribera sur del Napo, a unos 60 km de los campos ITT, lo convierte en un sitio privilegiado para evacuar el crudo pesado hacia Lago Agrio, luego Balao, vía el OCP, y para reinyectar las aguas de formación.

Los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT)

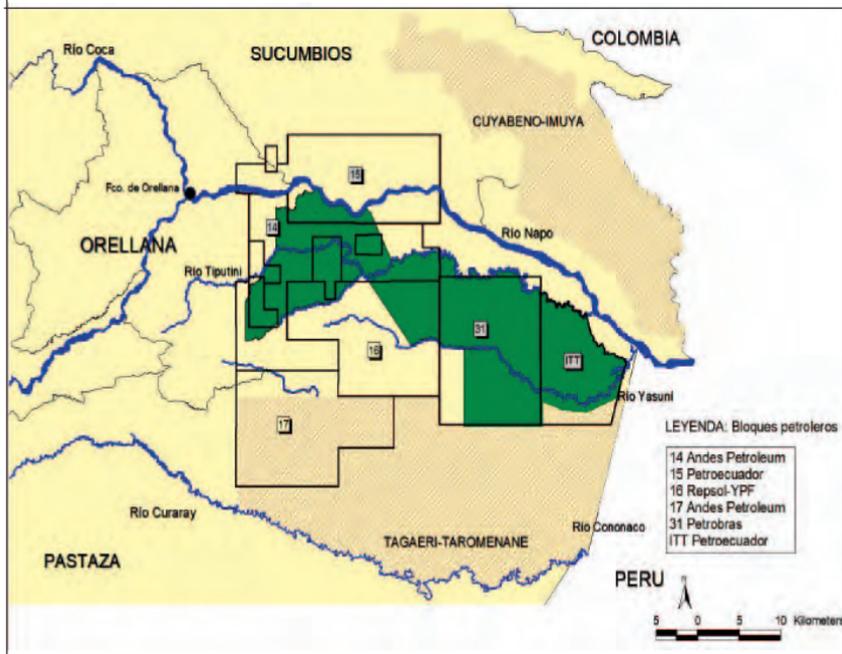
El proyecto ITT consiste en la explotación de un yacimiento ubicado en el sector oriental de la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE) y se superpone en gran parte con el parque nacional Yasuní, al igual que los bloques 14, 15, 16, 17 y 31 (Cf. Mapa 1). Creado en 1979, este último ha sufrido varias alteraciones hasta 1992, cuando su extensión se fijó en 982.000 has. Colinda con el territorio legal de los huaorani, que cubre 710.000 has, y alberga un “área intangible” de 758.000 has, que corresponde al territorio de los clanes en aislamiento voluntario Tagaeri y Taromenane y en la cual está prohibida toda clase de actividad productiva o extractiva.

La primera fase de exploración inició en 1983 y culminó con la perforación del pozo Ishpingo 1. Según los estudios realizados por Beicip Franlab (filial del Instituto Francés de Petróleo) en 1995 y 2003-2004, las reservas probadas⁶ se ubican en 412 millones de barriles pero las reservas probables⁷ alcanzan 920 millones de barriles (18,2 % de las reservas convencionales del país) (Petroecuador s/f.). Los tres campos se ubican en un perímetro de 200 km², es decir un 10 % del bloque registrado en el catastro petrolero, a 174 km de la refinería Shushufindi (en Sucumbíos), pasando por el centro de facilidades y procesamiento de El Edén-Yuturi (bloque 15).

6 Las reservas probadas son constituidas por las producciones posibles hasta el abandono de la explotación.

7 Las reservas probables son constituidas por las reservas probadas más el incremento de estas reservas en función de mejoras tecnológicas.

Mapa 1
Ubicación del proyecto ITT



Elaborado por: Paúl Cisneros 2006
Fuente: ECORAE 2003

Por ser un crudo de alta densidad y viscosidad (de 13,8° a 15,4° API), el petróleo de estos campos debe recibir un procesamiento antes de ser transportado hasta la costa del Pacífico. Al respecto, existen actualmente tres posibilidades: mezclarlo con crudo semipesado en Lago Agrio para elevarlo a 21° API, luego transportarlo por el OCP; procesarlo en la refinería de Shushufindi (que tendría que ser adaptada) para elevarlo a 28° API, luego transportarlo por el SOTE; o adecuar el SOTE para transportar crudo pesado. En función de la opción escogida, el costo de inversiones fue evaluado entre 1.200 y 2.360 millones de USD. A ello se añaden las inversiones de desarrollo y producción (unos 1.667 millones de USD) y el costo de transporte (Petroecuador, s/f.).

Con base en un escenario de inversión total de 4.000 millones de USD (incluyendo las inversiones de desarrollo y producción así como los costos de industrialización), a medianos de 2007 se estimó que la venta del petróleo no refinado dejaría una utilidad neta de un 48,2 %. A eso se añaden ingresos indirectos por impuestos sobre ganancias (un 16,4 %) y participación laboral (un 11,3 %).⁸ Entre tanto (en marzo de 2007), Sinopec (China), Petrobras (Brasil) y Enap (Chile) firmaron un memorando de entendimiento con Petroecuador, en el cual se comprometieron a presentar (en 90 días) una “propuesta conceptual conjunta” para la confirmación de reservas y el desarrollo de los campos ITT.

En síntesis, si bien es cierto la apertura de la década de los años noventa coadyuvó a desarrollar el sector petrolero ecuatoriano, en particular gracias al incremento de las IED, tuvo dos tipos de consecuencias para el sector petrolero. Fue un incentivo fuerte para incrementar las IED necesarias a la exploración y explotación de nuevos bloques petrolíferos. Sin embargo, esto se acompañó de una privatización creciente de la producción, hasta que el Estado se volviera minoritario en víspera de la elección de Rafael Correa. El reequilibraje de la participación estatal en el sector petrolero constituye entonces un reto para el Estado, que el proyecto ITT permite enfrentar. Sin embargo, la oposición de un sector importante del movimiento ecologista llevó a postergar el arranque de este proyecto, como veremos a continuación.

Los límites del ecologismo utópico

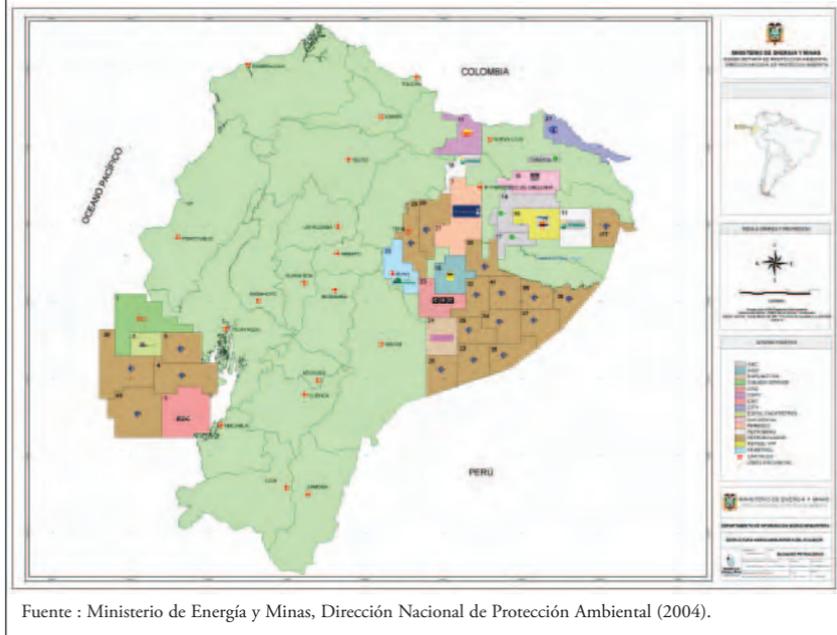
La moratoria al proyecto ITT y el ecologismo utópico

Las actividades petroleras han marcado la vida social y política del país desde casi cuatro décadas, en particular para la RAE. En esta región, se concentran la exploración y explotación con 32 bloques, además de los campos explotados por el consorcio Texaco-CEPE/Petroecuador hasta 1992, luego por Petroecuador (Cf. Mapa 2). Desde luego, no es de extra-

8 Mauro Dávila, Grupo ITT, comunicación personal.

ñar que ahí se hayan multiplicado los conflictos ambientales, relacionados con la política petrolera.

Mapa 2
Catastro petrolero del Ecuador



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

Los impactos sociales y ambientales negativos generados por las actividades petroleras en el Ecuador han sido denunciados desde finales de los años ochenta, lo cual incluso generó una multitud de conflictos locales y regionales y se convirtió en un tema de preocupación central del movimiento ecologista. Este último incidió en la política petrolera de manera positiva, en el sentido de un mayor respeto a los derechos económicos, sociales y culturales de las poblaciones locales y de la ciudadanía en general (Fontaine, 2007).

En este sentido, para responder a las preocupaciones de un sector importante de la sociedad civil y a la presión del movimiento ecologista (especialmente de su componente activista o radical), el gobierno

Correa presentó una opción alternativa al proyecto ITT en junio 2007, que consiste en declarar una moratoria de un año sobre las actividades en estos campos, con lo cual se postergó a junio de 2008 la decisión de inaugurar la siguiente fase del proyecto ITT. Desde luego, el gobierno inició la búsqueda de fondos mediante mecanismos de compensación procedentes de varias fuentes: canje y condonación de la deuda externa (con el Club de París, el BID y el Banco Mundial), donaciones de gobierno a gobierno, contribuciones voluntarias de la sociedad, aportes de ONG y redes internacionales de defensa y colocación en el mercado internacional de “certificados de crudo no explotado” (sic) (Acosta, 2007).

Existe cierta indeterminación, en cuanto al costo por lucro cesante que representaría esta opción para el Estado. Inicialmente, se contempló la creación de un “fondo de compensación del ITT”, de un monto de 1.050 millones de USD, cuyo rendimiento podría compensar “al menos” la mitad de los ingresos netos no percibidos por el Estado (Larrea, s/f) Luego se mencionó la cifra de 1.750 millones de USD, calculada a partir de una evaluación del valor presente neto del ITT a 3.500 millones de USD (Acosta, 2007) En otro lugar, se pidió un aporte de la comunidad internacional de 4.600 millones de USD para compensar el “sacrificio consentido por el Ecuador” (sic).⁹

Más allá de una discusión sobre las cifras, cabe subrayar que la propuesta (Oilwatch, 2007) se basa en una serie de premisas no demostrables, no averiguables o aún erróneas, así como un método de cálculo muy discutible.

Para empezar, el cálculo para definir el monto del fondo de compensación parte de una estimación de las ganancias esperadas del proyecto ITT, vale decir de un ejercicio teórico. En efecto, hasta la fecha, no se ha determinado el monto de las inversiones, puesto que existen tres escenarios de industrialización muy distintos, como hemos visto y varía en función de factores como el tipo de contrato, el costo del transporte y los pre-

9 Rafael Correa (24/09/2007), “Discurso del Señor Presidente de la República del Ecuador, Economista Rafael Correa. Diálogo de alto nivel sobre cambio climático del 62º período de sesiones de la Asamblea General de las Naciones Unidas”, New York: mimeo.

cios de materias primas (no sólo del petróleo, sino también del acero, usado para las obras).

Tampoco se puede predecir el precio de venta del crudo extraído, más allá de tres o cuatro años. Aún así, considerando la evolución de los cuatro últimos años, los ingresos brutos podrían ser mucho más elevados que los que prevén los autores de la propuesta alternativa al proyecto ITT. En efecto, la propuesta inicial (a medianos de 2007) se basa en un precio corriente de 32 USD/b, mientras que los precios del crudo Oriente y del crudo Napo superaron 30 USD/b en enero 2005 y subieron hasta alcanzar respectivamente 65 USD/b y 55 USD/b en julio de 2006. Luego, tras una reducción paulatina, se mantuvieron en un promedio de 51 USD/b para el Oriente y 45 USD/b para el Napo en el primer semestre de 2007 (BCE, 2007 c).

Por último, ni siquiera se contemplan las posibles ganancias generadas por la venta de derivados del petróleo. Ahora bien, en esta perspectiva, en agosto de 2007, Rafael Correa firmó un memorando de entendimiento con su homólogo venezolano, Hugo Chávez, para construir un complejo de refinación en Jaramijó (Manabí), destinado a procesar crudo pesado.

En segundo lugar, la base de cálculo de los servicios ambientales carece de precisión. La moratoria al proyecto ITT pretende contribuir a la lucha contra el cambio climático por dos medios: por un lado, mediante el secuestro de carbono; por el otro, al retirar del mercado el volumen de crudo conservado *in situ*. Ahora bien, hemos visto que el yacimiento se ubica en un área de 200 km². Ello significa que los servicios ambientales que procura este sector por su área boscosa son marginales, comparados con la superficie de la RAE (unos 120.000 km²) o aún con aquella del parque Yasuní (cerca de 10.000 km²). No obstante, la intención implícita de los autores y promotores de la moratoria consiste, al parecer, en conservar todos los yacimientos de crudo ubicados en el área, que suman actualmente el 41 % de la producción nacional. Si se tratara de solicitar a la comunidad internacional compensar las ganancias generadas por estos bloques o un pago por servicios ambientales en la totalidad del parque Yasuní, entonces el precio a pagar superaría de lejos los 4.600 millones de USD calculados en 2007.

Por otro lado, la idea de reducir las emisiones de gases invernaderos mediante el retiro de todas las reservas de ITT de la oferta mundial de energía primaria, parte simplemente de un contrasentido. Desde el 2000, el mercado mundial de energía (que se compone en un 90 % de hidrocarburos) es orientado por la demanda, en particular debido a crecimiento económico de la China, la India y, en menor medida, países emergentes como Brasil (Klare, 2006: 48; De Lestrangle *et al.*, 2005: 30). Ello significa que la demanda mundial de hidrocarburos crece más rápido que la oferta disponible; por lo tanto, si un país importador no puede satisfacer su demanda de abastecimiento en un lugar, busca un proveedor alternativo en el país más cercano.

En el caso del Ecuador, esta medida llevaría a ceder paso a Venezuela, que dispone de reservas muy superiores, para abastecer los mercados chino y brasileño (aunque por razones técnicas Venezuela no tenga en la actualidad la capacidad de incrementar su volumen de exportaciones). Peor aún, el declive de las reservas primarias llevaría rápidamente al Ecuador a perder su participación en los tres principales mercados de destino de sus exportaciones (Estados Unidos, Perú y Chile). Es ingenuo creer que el hecho de no explotar 920 millones de barriles de petróleo ecuatoriano se traduciría automáticamente por una reducción de las emisiones de gases invernaderos, cuando Venezuela pone a disposición del mercado 78.000 millones de barriles de petróleos convencionales (15 veces más que el Ecuador) y pretende explotar a mediano o largo plazo 270.000 millones de barriles de petróleos no convencionales (OLADE, 2006).

En tercer lugar, los autores de la propuesta piden a la comunidad internacional financiar una moratoria indefinida al proyecto ITT, pero existen pocas garantías de que este compromiso se cumpla. En efecto, en las cuatro últimas décadas, la política ambiental del Ecuador siempre fue supeditada a las prioridades energéticas, lo cual desembocó en el colapso del modelo de conservación en el parque Yasuní (creado en 1979). Además, la inestabilidad institucional y política que afecta el país desde la transición democrática del ochenta crea un déficit crónico de gobernabilidad y deja dudas en cuanto a la continuidad de las políticas públicas. (Fontaine y Narváez, 2007 a).

Es más, estos autores no justifican por qué la comunidad internacional debería pagar por una compensación por el “sacrificio” consentido por el Ecuador, si el Estado no ha demostrado su capacidad de financiar la conservación de la biodiversidad en el sistema nacional de áreas protegidas y en el parque Yasuní.

Una decisión política

No cabe la menor duda de que la práctica del Estado ecuatoriano, que consiste en autorizar la explotación de petróleo en el parque Yasuní, es incongruente con los principios básicos de la gobernanza ambiental global. Pero lo que mostraron varios estudios llevados a cabo sobre este tema (Villaverde *et al.*, 2005; Fontaine y Narváez, 2007 b), es que esta contradicción apareció desde el origen del sistema nacional de áreas protegidas, a finales de los años setenta y fue ratificada por la declaratoria de reserva de biosfera Yasuní, en 1989. En este sentido, es utópico creer que se puede reformar la política petrolera para hacer viable la política de conservación, en un país tan dependiente del petróleo como es el Ecuador.

Tanto es así, que en los planes de gestión del parque Yasuní (Coello y Nations, 1989; Villaverde *et al.*, 2005: 259-263), se contempla la necesidad de redefinir una vez para siempre la zonificación ecológica en función de las actividades que se llevan dentro del parque y en su zona de amortiguamiento. No obstante, esta propuesta fue muy criticada por el movimiento ecologista y desechada en dos oportunidades, pues se la consideraba demasiado favorable al sector petrolero¹⁰.

A pesar de ello, el movimiento ecologista no ha logrado hacer viable la gestión del parque Yasuní. En efecto, entre 34 áreas protegidas, ésta dispone del equipo técnico más reducido y con la menor inversión en gastos corrientes, en relación con su extensión (81.833 has / técnico y 9 centavos de dólar / ha). En 2004, la línea base de gastos corrientes apenas

10 Testimonio de una dirigente del movimiento ecologista, al margen del foro socioambiental organizado por la FLACSO y el CEDENMA (Comité ecuatoriano de defensa de la naturaleza y el medio ambiente, que aglutina a más de 40 organizaciones ecologistas), sobre “petróleo y medio ambiente”, en diciembre de 2006.

representó 88.130 USD, cuando se estiman las necesidades financieras anuales (gastos corrientes e inversión anualizada) entre 348.434 USD (escenario básico) y 699.681 USD (escenario integral) (Ministerio del Ambiente, 2005: 48, 51 y 58).

De manera más general, si un gobierno decide no explotar un yacimiento petrolífero conocido y comercializable a nombre de la conservación de la biodiversidad y de la lucha contra el calentamiento global (lo que no se ha visto hasta la fecha en el mundo), también debería reducir los gastos sociales y de infraestructuras financiados por la renta petrolera y aumentar el gasto ambiental. En el caso del Ecuador, esto significaría consentir un esfuerzo extraordinario, pues según el último estudio disponible de la CEPAL, sobre el financiamiento del desarrollo sostenible en el Ecuador, el gasto ambiental del Estado apenas alcanzó 56,1 millones de USD en 2003; el Fondo ambiental nacional (encargado entre otras cosas de gestionar los fondos para el sistema de áreas protegidas) estaba dotado de 11,31 millones de USD en 2002 (Gutiérrez y Jiménez, 2005: 27 y 47).

Si bien es cierto no se puede pretender que la actividad petrolera es inofensiva para el medio ambiente, esta última se enmarca en un acervo de normas y leyes de control por parte del Estado. El sistema de gobernanza ambiental contempla una regulación específica para esta actividad, como son el Reglamento de consulta y participación para la realización de actividades hidrocarburíferas y el Reglamento sustitutivo del reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador. Además, la Ley de gestión ambiental y la Ley para la prevención y control de la contaminación ambiental prescriben la realización de estudios de impacto y de planes de manejo ambientales, aprobados por la Subsecretaría de protección ambiental del Ministerio de Energía y Minas (y por el Ministerio del Ambiente en el caso particular de las actividades realizadas dentro del sistema nacional áreas protegidas).

Tampoco se puede negar que las actividades petroleras son un vector de deforestación directa e indirectamente, pero no cabe sobrestimar estos impactos en el caso del proyecto ITT. En cuanto a los impactos directos, la explotación del perímetro de 200 km² puede realizarse con tecnología de tipo *off-shore*, es decir construyendo las plataformas de extracción sobre pilotes, y el transporte puede realizarse mediante oleoductos enterrados,

lo cual reduce a menos de 10 has el área total desforestada. En cuanto a los impactos indirectos, el mayor factor de desforestación lo constituyen las vías de acceso transitables. Ahora bien el plan de manejo ambiental de un proyecto ubicado en este sector de la RAE podría contemplar la no construcción de una carretera o de un camino de este tipo, como es el caso del bloque 31 y lo fue inicialmente en el bloque 10 (en Pastaza).

Por otro lado, hay una creciente toma de conciencia al nivel mundial, de que el cambio de matriz energética es imprescindible para enfrentar las crisis energética y ambiental global... pero no estará para mañana (Roberts, 2004). En efecto, en muchos países emergentes, donde se elevó el nivel de vida desde la caída del muro de Berlín, las poblaciones han emprendido una carrera descabellada para emular el estilo de vida occidental: quieren adquirir una casa propia y bienes de consumo duradero (carros, equipos electrónicos, etc.). Así es como la China, India y Rusia representan juntos una amenaza mucho mayor para el clima global que el conjunto de los países de la OCDE, no sólo porque sus tasas de crecimiento económico son superiores a las de los países industrializados, sino también porque sus poblaciones son más pleróticas.

Ahora bien, este modelo de crecimiento se basa en una matriz energética dependiente de los hidrocarburos, pues el petróleo, el carbón mineral y el gas natural representan un 90 % del consumo mundial de energía primaria (OLADE, 2006). A mediano plazo (es decir por la duración prevista del proyecto ITT), la participación del petróleo en la matriz energética global no debería cambiar mucho, aunque la “geografía de la demanda” sí se modificará, debido a las diferencias entre países en desarrollo y países industrializados (De Lestrangle *et al.*, 2005: 36-38).¹¹ En los países industrializados (especialmente los importadores de petróleo), los altos precios de crudo provocados por el doble choque petrolero de 1973 y 1979 fueron un incentivo para mejorar la eficacia energética. En la década-

11 Puesto que el consumo de petróleo varía en función del crecimiento del PIB, la tasa de crecimiento es un buen indicador a mediano plazo de la evolución de la demanda de petróleo. Sin embargo, esta relación es alterada por dos factores: el incremento en la intensidad petrolera del PIB (es decir, el volumen de petróleo necesario para generar una unidad de PIB) y la eficacia energética (es decir, la cantidad de energía consumida para las actividades humanas).

da de los años ochenta, se aceleró el proceso de reducción de la intensidad petrolera, en particular con el incremento relativo de los servicios en el PIB, en detrimento de las industrias pesadas.

En cambio, la intensidad energética del PIB en muchos países en desarrollo inició su decrecimiento tan solo en los años noventa y sigue siendo muy superior que en los países industrializados¹². Eso es el caso de la China, empeñada en diversificar su consumo energético y sustituir paulatinamente el carbón por el petróleo y el gas (irónicamente, para reducir sus emisiones de CO₂ y tratar de cumplir con los objetivos del Protocolo de Kyoto) (De Lestrangle *et al.*, 2005: 175). En otros términos, la revolución industrial que inició con la era del carbón, en Inglaterra y Francia en los siglos 18 y 19, y siguió con la era del petróleo en Estados Unidos en la segunda mitad del siglo 20, aún no termina en Asia. Ello explica porque, hasta 2020, la demanda de petróleo en los países en desarrollo crecerá a un ritmo anual de 3,7 % en los países en desarrollo, frente a un 1,3 % en los países industrializados, según la Agencia Internacional de Energía (citado en: Parra Iglesias, 2003: 287-288).

Al fin y al cabo, la opción alternativa al proyecto ITT no debe ser analizada como una propuesta económica o técnica en su versión de 2007. Se trata de una propuesta política, que contrapone de manera irreductible el ecologismo utópico con la política petrolera. Por un lado, el movimiento ecologista pretende hacer de este un ejemplo en la lucha contra el cambio climático, mientras por el otro el gobierno rehusa soportar el costo económico (que se traduciría inmediatamente por un costo social y, en segunda instancia, político).

Conclusión

La gobernanza energética en el Ecuador está afectada por tres factores: una creciente dependencia de las IED desde la década de los años noven-

12 A inicios de la década actual, la intensidad petrolera del PIB en América Latina representaba 1,4 toneladas equivalentes de petróleo por mil dólares, contra 0,07 para Europa occidental, 0,11 para América del Norte y 0,19 para la China y Asia no-OCDE (Agencia Internacional de Energía (AIE), citado en: De Lestrangle, 2005 *et al.*; 38).

ta, la participación mayoritaria del sector privado en la producción y – desde luego – en la distribución de la renta petrolera, y la inadaptación de Petroecuador a las necesidades actuales de los mercados petroleros (especialmente en cuanto a los niveles de inversión necesaria para reponer las reservas probadas y modernizar las infraestructuras). La política petrolera del gobierno Correa persigue reequilibrar la repartición de la renta entre el Estado y el sector privado, para garantizar un mayor nivel de ingresos y financiar así los gastos públicos. Al respecto, la devolución de los activos de Occidental en el bloque 15 y los campos Limoncocha y El Edén-Yuturi conllevó un incremento repentino del volumen de crudo producido por Petroecuador, logrando a revertir una tendencia de dos décadas. Esta medida aceleró a su vez el incremento de la renta petrolera generado por el efecto acumulado del mayor volumen transportado por el OCP y de los precios altos desde 2003.

En este contexto, el proyecto ITT se inscribe en la continuidad de las reformas emprendidas desde los años noventa. En efecto, su ejecución implicaría un importante volumen de IED y transferencias de tecnologías para suplir las deficiencias financieras y tecnológicas del sector petrolero público. Este proyecto representa también una oportunidad histórica para que la empresa estatal retome una participación mayoritaria en la producción nacional y realice las ganancias necesarias para su modernización – siempre y cuando consiga una mayor participación en la distribución de la renta petrolera.

La propuesta alternativa al proyecto ITT responde más a una lógica de movimiento social que de Estado, pese a la aparente coincidencia de intereses que expresan los discursos oficiales sobre este tema. Desde una perspectiva activista, los ecologistas radicales se esfuerzan por convencer a la comunidad internacional de que una moratoria a un proyecto que afectaría a 20.000 has en la cuenca amazónica constituye un gran paso para salvar el mundo de una catástrofe ecológica, lo cual es una táctica conocida de muchas redes transnacionales, que descansa en el simbolismo y la dramatización para alertar la opinión pública (Keck y Sikkink, 2000: 170-224), en particular en Estados Unidos y Europa.

Desde una perspectiva institucional, esta táctica resulta poco convincente, por lo menos si se trata de financiar la ejecución de una moratoria

de este tipo. Si la idea consiste en hacer de esta propuesta un ejemplo para el mundo, entonces habría que demostrar que el Ecuador está dispuesto a renunciar, no sólo a explotar los 920 millones de barriles de reservas probables del ITT, sino también las reservas de los bloques 14, 15, 16, 17 y 31. Ello equivaldría, en la actualidad, a reducir del 40 % la producción nacional y renunciar a una tercera parte de la renta petrolera (es decir unos 1.300 millones de USD en 2006). Otra opción sería pedir a la comunidad internacional que financie este lucro cesante, lo que equivaldría a cuadruplicar el monto de la compensación pedido para la moratoria al proyecto ITT.

Al oponer una contra utopía (la no explotación petrolera) a la utopía desarrollista (la explotación sin discriminación), esta propuesta sólo consiguió polarizar el debate en torno a la sustentabilidad y la racionalización de las actividades petroleras en el Ecuador. Estamos aquí ante un caso límite de tensión entre lógicas de acción activista y tecnócrata, producto de la institucionalización del movimiento ecologista y de su participación en el gobierno Correa. No obstante, el ecologismo no puede ser reducido a su dimensión militante o radical. Si bien es cierto el ecologismo radical tiene una función imprescindible para generar debates públicos en torno a las opciones del modelo de desarrollo imperante – incluso mediante los conflictos ambientales – no se lo puede confundir con la diversidad de posiciones y estrategias que caracteriza al movimiento ecologista. A este y a otros sectores de la sociedad civil (en particular los movimientos indígena y campesino), les compete enfrentar los retos sociales y ambientales que representa el proyecto ITT, para obligar al Estado a acelerar la modernización del sector energético, financiar el gasto público sin incrementar la deuda externa y preparar la “era postpetrolera”, que debería intervenir en dos o tres décadas. Sólo así, el Estado ecuatoriano estaría en condición de obligar a las empresas petroleras cumplir con los más altos (y costosos) parámetros tecnológicos y adoptar las mejores prácticas para mitigar los impactos predecibles de este proyecto.

Bibliografía

- Acosta, A. (2007). “Mantener el crudo en tierra. Un desafío para el Ecuador y el mundo”, Quito, mimeo.
- Banco Central del Ecuador (BCE) (2007 a). *Boletín de estadísticas mensuales*, 1867. Quito: BCE/Dirección General de Estudios.
- _____ (2007 b). *Boletín trimestral de la balanza de pagos del Ecuador*, 18. Quito: BCE/Dirección General de Estudios.
- _____ (2007 c). *Cifras del sector petrolero ecuatoriano*, varios números. Quito: BCE/Dirección General de Estudios.
- _____ (2007 d). “Análisis del sector petrolero. IV trimestre 2006. No 2”. Quito: BCE/Dirección General de Estudios.
- Coello, F., Nations, J. (1989). *Plan preliminar de manejo del parque nacional Yasuní, reserva de la biosfera*. Quito: Ministerio de Agricultura y Ganadería-The Nature Conservancy.
- DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos) (2007). *Estadística hidrocarburiífera 2006*. Quito: Ministerio de Minas y Petróleo.
- Echeverría, M. (2006). “Sostenibilidad energética y cooperación internacional”, en: G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas*. Quito: FLACSO-ILDIS-Petrobras, 113-121.
- 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.
- Fontaine, G. (2007). “Verde y negro: ecologismo y conflictos por petróleo en el Ecuador”, en: G. Fontaine, G. van Vliet y R. Pasquis (Coord.), *Políticas ambientales y gobernabilidad en América Latina*. Quito: FLACSO-CIRAD-IDDRI, 223-256.
- Fontaine, G., Narváez, I. (2005). “Problèmes de la gouvernance énergétique en Équateur”, *Problèmes d’Amérique Latine*, 57-58: 177-197.
- _____ (2007 a). “Problemas de la gobernanza ambiental en el Ecuador”, en: G. Fontaine, I. Narváez (Coord.), *Yasuní en el siglo XXI: el Estado y la conservación de la Amazonía*. Quito: FLACSO-IFEA-Abya Yala-Petrobras-CEDA-WCS, 13-32.

- _____ (Coord.) (2007 b). *Yasuní en el siglo XXI: el Estado y la conservación de la Amazonía*. Quito: FLACSO-IFEA-Abya Yala-Petrobras-CEDA-WCS.
- Gutiérrez Endara, N., Jiménez Noboa, S. (2005). “El financiamiento del desarrollo sostenible en el Ecuador”. Serie “Medio ambiente y desarrollo”, 114. Santiago de Chile: CEPAL.
- Jeffery, M. (2004). “An International Legal Regime for Protected Areas”, en: J. Scanlon, F. Burhenne-Guilmin (Ed.), *International environmental governance. An international regime for protected areas*. IUCN Environmental policy and law paper, 49: 14-16. Gland: IUCN.
- Keck, M., Sikkink, K. (2000). *Activistas sin fronteras. Redes de defensa en política internacional*. México D. F.: Siglo XXI.
- Klare, M. (2006). *Sangre y petróleo : peligros y consecuencias de la dependencia del crudo*. Barcelona: Urano.
- Larrea, Carlos (s.f.). “¿Petróleo o conservación en el Yasuní?”, Quito, mimeo.
- De Lestrangle, C., Paillard, C. A., Zelenko, P. (2005). *Géopolitique du pétrole : un nouveau marché, des nouveaux risques, des nouveaux mondes*. Paris : Technip.
- Ministerio de Energía y Minas del Ecuador (2004). “Sector energético ecuatoriano”. Quito: República del Ecuador.
- Ministerio del Ambiente del Ecuador (2005). *Análisis de las necesidades de financiamiento del sistema de áreas protegidas del Ecuador*. Quito: BID-MAE.
- Oilwatch (2007). “Proyecto ITT. Opción 1: Conservación de crudo en el subsuelo”, Quito, mimeo.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2005). *Informe estadístico 2006*. Quito: OLADE.
- Petrella, R. (Dir.) (1995). *Limits to competition*. Cambridge (Mass.): The Group of Lisbon-MIT Press.
- Petroecuador (s.f.) “Project Tiputini (ITT). Overview”, Quito: mimeo.
- _____ (2002). *Informe estadístico de la actividad hidrocarburífera del país. Estadística de la industria petrolera 1972-2001*. CD-Rom. Quito: Petroecuador/Unidad de planificación corporativa.

- _____ (2003). *Informe estadístico 2002*. Quito: Petroecuador/Unidad de planificación corporativa.
- _____ (2005). *Informe estadístico 2004*. Quito, Petroecuador/Unidad de planificación corporativa.
- Reyes, F. (2006). “La recuperación mejorada de petróleo: una alternativa productiva y de sustentabilidad ecosistémica”, en: G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas*. Quito: FLACSO-ILDIS-Petrobras, 123-137.
- Roberts, P. (2005). *El fin del petróleo*. Barcelona: Ediciones B.
- Parra Iglesias, E. (2003). *Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios*. Madrid: Akal.
- UNDP (United Nations Development Program) (2000). *World Assessment Energy. Energy and the challenge of sustainability*. New York: UNDP.
- _____ (2002). “Roundtable on Energy for Sustainable Development: Partnerships for Action”. Brusela: UNDP.
- Villaverde, X., Ormaza, F., Marcial, V., Jorgenson, J. (2005). *Parque Nacional y Reserva de Biosfera. Historia, problemas y perspectivas*. Quito: Abya Yala-FEPP-WCS-USAID.
- Willems, S., Pershing, J. (2002), “Climate-relevant Policy Assessment. Recent Work in OECD, IEA, NEA and ECMT”. OECD-IEA Information Paper. Paris: OECD.

La reorganización de Petróleos Mexicanos. Visiones encontradas sobre la gobernanza de una empresa pública (1989-2006)

Isabelle Rousseau*

Resumen

En un entorno en el que se multiplican las incertidumbres y los riesgos en los planos económico, geopolítico y climático, las compañías petroleras – nacionales e internacionales – han buscado racionalizar sus estructuras organizacionales para resistir mejor a la competencia. Es el problema que enfrenta Pemex, la paraestatal mexicana que ocupa el tercer rango a nivel mundial en términos de producción de petróleo. Pero ahí, el proceso de reformas es delicado: implica cambios a la Constitución en un momento que, por el proceso de democratización del país, ninguna fuerza domina el tablero político.

Desde el inicio de los años noventa, los diversos equipos encabezando Pemex se han esforzado en contestar las preguntas siguientes: En este contexto, ¿cuáles son las modalidades organizacionales que permitirían a Pemex a la vez conservar su estatuto de empresa estatal y, por otro lado, funcionar bajo las modalidades y los criterios en vigor en el sector privado? De manera más concreta, ¿cómo estimular un entorno de mercado en un ámbito monopólico sin modificar el texto constitucional? ¿cómo forjar una nueva cultura de empresa cuando el todo poderoso sindicato petrolero funciona en base a una lógica corporativista? y, ¿cómo introducir criterios de responsabilidad social cuando las tradiciones discrecionales han estado imperando?

Frente a las respuestas que los diversos responsables han aportado ¿qué evaluación podemos hacer, hoy en día, de las reformas realizadas?

Palabras clave: reforma organizacional e institucional, gobernanza del sector petrolero, gobierno corporativo, responsabilidad social de empresas petroleras.

* Profesora Investigadora del Colegio de México/Centro de Estudios Internacionales (México).

Introducción

El porvenir de las empresas nacionales de los países exportadores de hidrocarburos depende fundamentalmente de la manera en que logran insertarse en la industria petrolera internacional. Después de asumir con cierto éxito la misión que les fue asignado en los años sesenta, hoy en día deben demostrar una importante capacidad de adaptación y de flexibilidad para sobrevivir en un entorno – nacional e internacional – cada vez más incierto y competitivo. Además, en los años ochenta, les ha tocado sujetarse a las nuevas orientaciones de la política económica de su país: reestructuración industrial, apertura a los mercados internacionales, nuevas concepciones sobre la productividad y la competitividad, austeridad en el gasto gubernamental y, sobre todo, una nueva visión de la función y del tamaño del Estado.

Sin embargo, en México, por diversas razones, la modernización del sector petrolero ha sido bastante complicada y lenta. El contexto histórico – la nacionalización del petróleo el 18 de marzo del 1938, que fue asimilada a la reconquista de la dignidad y de la soberanía del país – sigue teniendo una gran fuerza simbólica.¹ Además, la transición a la democracia en el país complica la situación (y la toma de decisiones): el Congreso está dividido entre tres grandes fuerzas iguales. Cualquier cambio que requiera una modificación de la Constitución (como sería el caso para una reforma real del sector petrolero) debe ser ratificado por las dos terceras partes de los miembros del Congreso (diputados y senadores) a nivel federal y por la mayoría absoluta de los representantes en los congresos locales. En fin, la carga fiscal confiscatoria que pesa sobre la paraestatal le ha impedido modernizarse.

Pemex es un agente financiero del gobierno mexicano, contribuye en promedio con el 35 % de las recetas fiscales de la nación. El papel de la

1 Petróleos Mexicanos fue creada por decreto presidencial el 7 de junio de 1938. Funge como una empresa descentralizada del gobierno federal, con carácter técnico, industrial y comercial y con personalidad jurídica y patrimonio propio. Debe dedicarse a administrar, aprovechar, transformar, comercializar y conservar un recurso no renovable de interés para la soberanía nacional y de gran trascendencia en la estructura económica del país.

renta petrolera es tal que, por un lado, la empresa debe endeudarse para poder invertir en proyectos petroleros (y lo está haciendo mediante esquemas muy onerosos, a través de los Proyectos de infraestructura diferidos en el registro del gasto (Pidiregas); por otro lado, privilegia, en su cartera de inversiones, el segmento de la producción sobre la reposición de reservas u otros proyectos que no tienen un impacto inmediato sobre la exportación de crudo y la generación de divisas. Esto ha incidido en una muy grave disminución de su patrimonio, en 2004 fue declarada en quiebra técnica. Paralelamente, el nivel de reservas ha disminuido de manera drástica: al ritmo de extracción actual, se calcula que quedan 9,2 años de reservas probadas. Por si no fuera poco, el yacimiento gigante de México, Cantarell, ha llegado a su pico; desde 2005, su producción está decayendo; en 2007 dejó de producir 200.000 barriles por día (b/d), en promedio.

Es cierto que, a pesar de esto, Pemex sigue siendo una compañía muy importante en términos de producción ya que es la tercera empresa (con 3,2 millones de b/d) a nivel internacional y hace de México el sexto productor a nivel mundial. Además, es una compañía que sigue siendo una máquina extraordinaria para “hacer dinero”. Sin embargo, no se puede aplazar mucho más una reforma verdadera que dé un nuevo impulso a la industria, si se quiere evitar que, dentro de poco, México se convierta en un país importador de crudo.

En tal contexto histórico, simbólico y político, las preguntas a las que se enfrenta Pemex son, entonces, las siguientes: ¿cómo ser una empresa competitiva e insertarse de manera eficaz en el proceso de modernización y de internacionalización de la economía del país, sin infringir los principios claves de la Constitución ni golpear la idea de soberanía nacional? ¿cómo buscar un mejor equilibrio entre dos racionalidades opuestas: la nacional y la empresarial? y ¿cómo realizar las reformas necesarias para pasar de manera gradual del estatuto de “aparato estatal protegido” al de “compañía petrolera”, capaz de generar el ingreso óptimo y de resistir a las reglas de la competición en el marco de una industria globalizada?

Por razones históricas y por los limitantes constitucionales, desde finales de los años ochenta, para los diversos grupos que han dirigido Pemex, la reorganización de la empresa petrolera y la reorganización del entramado institucional son las formas más adecuadas para encarar la ineficiencia

de la empresa. La pregunta que los reformadores se hicieron fue la siguiente: ¿cuáles son las modalidades organizativas que permiten a la empresa conservar su estatuto jurídico y funcionar, a la vez, acorde a los criterios en vigor en el sector privado?

Entre 1989 y 1992, la industria petrolera ha sido objeto de grandes modificaciones. Recordaremos primero las características de estas reformas para, luego, intentar una evaluación en términos de “buena gobernanza” petrolera.

Pemex: entre el monopolio de Estado y la lógica de mercado (1989-1992)

Después de un fuerte debate entre los especialistas del sector acerca del futuro de Pemex (1989-1991), se decidió que había que conservar el estatuto legal de la paraestatal y, al mismo tiempo, crear un entramado institucional propicio a la competencia. Consistía en fomentar una racionalidad de mercado en un entorno monopólico (monopolio de Estado) y privilegiar los criterios económicos sobre los políticos en la gestión de la empresa (maximizar los beneficios, una mayor calidad en la producción, etc.). Se optó por focalizar Pemex en el *core business* (la exploración y la producción de crudo) en detrimento de actividades de transformación de los hidrocarburos o ciertos servicios ligados al gas natural. Se pretendía preservar el monopolio de Pemex en el *upstream* (río arriba) y abrir el *downstream* (río abajo) a la inversión privada, nacional o internacional. En la opinión de los reformadores, era una manera de deshacerse de áreas ajenas a la industria petrolera: la empresa de construcción, el Instituto de Ingeniería y otras actividades de servicios y de logística – áreas que fueron subcontratadas a compañías privadas (en particular norteamericanas). Si bien se trataba de una privatización parcial de las actividades periféricas, era una medida dotada de un valor estratégico y político muy diferente a aquella que hubiese consistido en vender todo o parte de los activos centrales.

Algunas medidas precisas aseguraron la implementación de esta meta. La reforma de 1992 dividió a Pemex en un corporativo y cuatro subsidia-

rias e introdujo una gestión en líneas de negocio. Cada subsidiaria tuvo a partir de este momento que asumir sus responsabilidades propias (en lo financiero, patrimonial, jurídico, etc.); era una manera de identificar mejor y separar las entidades funcionales de las deficitarias. La reestructuración de Pemex se asentó en la Ley orgánica de Pemex y organismos subsidiarios de julio de 1992, lo cual dificultaría cualquier retroceso. Se introdujeron también los “costos de transacción” para eliminar toda subvención de parte del Estado y simular la formación de un mercado.

Paralelamente se elaboró un sistema de regulación – un arsenal de leyes, reglamentos y nuevas instituciones – para favorecer una competencia con reglas claras y transparentes. Se implementaron dos tipos de reglamentos: los genéricos – idénticos cualquiera sea el sector – y los reglamentos específicos al ramo industrial considerado. Los primeros, fundados en el principio de la desconfianza, pretenden poner bajo tutela el comportamiento administrativo (obras públicas, compras, funcionarios) y los segundos, enmarcar el funcionamiento del mercado (la Ley federal de competencia económica (LFCE), la Comisión federal de competencia (CFC), las diversas leyes y reglamentos del gas natural). Asimismo se creó la Comisión reguladora de energía (CRE) para adecuar la industria del gas natural (y de la electricidad) a los imperativos del mercado, en la medida en que se quería abrir el *downstream* (río abajo) del gas natural a la inversión privada. Se trataba pues de favorecer una mayor competencia, brindar mejores servicios, promover la utilización de combustibles propios y, sobretodo, proteger las inversiones privadas de las posibles arbitrariedades de Pemex o del gobierno. Además, se establecieron los precios del gas natural en función de las condiciones de un mercado internacional competitivo (el mercado del sur de Texas vino a ser la referencia de mercado: el *Houston Ship Channel*).²

Igualmente, la administración de Pemex alentó la internacionalización. Al respecto, se creó una empresa pública dotada de una personalidad jurídica propia: Pemex Comercio Internacional S. A. de C.V. (PMI, por sus siglas), para comercializar los productos petroleros mexicanos en el mercado internacional y afrontar los desafíos debidos a la volatilidad

2 Los precios del gas en el mercado estadounidense serán el *benchmark* para los precios mexicanos.

del mercado petrolero internacional.³ Era necesario romper con la filosofía tradicional que, sin preocuparse por los costos económicos o por las oportunidades de negocio, buscaba únicamente deshacerse de los excedentes de la producción local. Al valorizar el concepto de utilidad, PMI quería optimizar los beneficios en todo tipo de transacciones comerciales - producción, refinación y distribución.⁴

Por otro lado, PMI inauguraba un nuevo estilo de gestión con el fin de fomentar una verdadera cultura empresarial. Organizada en *Profit Centres* (centros de negocios) fluidos y flexibles – pequeños grupos responsables de una línea de productos para su comercialización – se privilegiaron las relaciones horizontales entre las diferentes categorías de personal sobre la jerarquía, con el objeto de responsabilizar y motivar al personal.⁵ La descentralización – en los roles y la toma de decisión – debía permitir evaluar mejor el desempeño de cada *profit center*. A través del programa ADR (Atraer, desarrollar y retener personal de excelencia), la profesionalización de los cuadros (y aun de las secretarías) fue un *must*. Es de notar que esta empresa no incluía ninguna organización sindical, al contrario de Pemex cuyo sindicato ha tenido un papel reactivo a las reformas modernizadoras (Somuano, 1994).

Obviamente, el tamaño reducido de PMI (menos de 200 empleados) favorecía esta modalidad organizacional.

Esta gran reforma administrativa fue guiada por criterios económicos: poner en orden las cuentas de la empresa sin trastocar el papel fiscal de Pemex, promover la transparencia de los subsidios al obligar cada subsidiaria a responsabilizarse por sus bienes y acciones y evitar proteger entidades ineficaces. También buscó establecer un entorno de mercado (costo de oportunidad, precios y tarifas acordes a precios internacionales, etc.) y

3 Constituida bajo la modalidad de una sociedad anónima de capital variable en la que Pemex participa con el 85 % del capital social, el Banco de Comercio Exterior (Bancomext) con el 7, 5 % y Nacional Financiera (Nafin) con el 7, 5 %.

4 Esto condujo a PMI a aumentar la naturaleza y el número de sus operaciones (de flete, por ejemplo).

5 Estos *profit centers* muy fluidos evitan la creación de una burocracia; además las reuniones de trabajo mezclan indiferentemente los cuadros medios y los cuadros superiores. Finalmente es de notar que los ex trabajadores de Pemex (habitados a una cultura autoritaria) nunca pudieron adaptarse a este estilo moderno. (Cf. Somuano, 1994).

fomentar la competitividad: colocar a los diferentes actores en situación de competencia (tanto las subsidiarias como su personal) para que cada línea de negocio maximice sus beneficios. A nivel oficial, es solamente con la administración de Vicente Fox (2000-2006) que esta reorganización será sujeta a crítica.

La visión empresarial de la reorganización de Pemex (2000-2006)

A partir de diciembre de 2000, el nuevo equipo encabezado por Raúl Muñoz Leos se empeñó en desarrollar una concepción totalmente empresarial, opuesta en muchos aspectos a la concepción económica de los equipos anteriores. Desde el inicio, las señales fueron obvias. El presidente Vicente Fox nombró a un empresario exitoso a la cabeza de Pemex que se esmeró en aplicar la ortodoxia empresarial para que “Pemex logre éxito, clase mundial y excelentes resultados”, sin dejar de ser una empresa de Estado. Intentó también introducir a cuatro empresarios entre los más importantes del sector privado en el Consejo de administración de la paraestatal.⁶ Esta medida no logró prosperar. En su mayoría, el personal ejecutivo de la empresa (del corporativo y de las subsidiarias) provenía del sector privado, hombres de confianza de Raúl Muñoz Leos – o bien del presidente Vicente Fox – muchos tuvieron una larga y exitosa experiencia en el sector privado. Fueron nombrados para introducir criterios de gestión semejantes a los que imperan en el sector privado de manera a “bajar los costos y aumentar la productividad de la compañía que les tocaba dirigir”.⁷

Desde el inicio, Muñoz Leos consideró que la carencia de recursos humanos preparados y la falta de recursos financieros consistían dos de los problemas fundamentales de la empresa, además de ser sometida a criterios políticos sexenales (Muñoz Leos, 2006). Con un especial énfasis sobre la cuestión de los recursos humanos, quiso promover y también responsabilizar el departamento de recursos humanos, implicándolo en los

6 El ingeniero Raúl Muñoz Leos fue el presidente de Dupont-México.

7 Entrevista del 02/10/06, México D.F.

resultados de la compañía. Asimismo, intentó establecer una mejor comunicación entre las direcciones y los departamentos para forjar un equipo unido que conozca, comparta y luche a favor de los mismos objetivos. Sin embargo, fiel a los principios que han guiado el gobierno de Vicente Fox, el nuevo equipo de Pemex fue adepto de las recetas de la “nueva gestión pública”. A semejanza de cualquier entidad administrativa, Pemex tuvo que aplicar el nuevo programa “Modelo estratégico para la innovación y la calidad gubernamental” diseñado en la Oficina de la innovación gubernamental que depende de la Presidencia de la República. Se implementaron varios cursos de capacitación de personal en las subsidiarias, enfocados a desarrollar y utilizar indicadores de desempeño; buscaron implementar mecanismos de control orientados a evaluar los resultados. El Corporativo de Competitividad – a cargo de Othón Canales – lo ejemplificó.

Conscientes del peso del Sindicato de trabajadores petroleros de la República mexicana (STPRM) en la reforma petrolera, Muñoz Leos y su equipo intentaron acercárselo. No tuvieron gran éxito. Por un lado, afiliados al Partido Revolucionario Institucional (PRI) y comulgando en el ideal revolucionario, los líderes sindicales desconfiaban de los nuevos dirigentes afiliados al Partido de Acción Nacional (PAN) – un partido que tiene fama de ser una formación política católica, favorable a los Estados Unidos y a los hombres de negocios. Pero sobre todo pesaba sobre el Sindicato la amenaza del *Pemexgate*. Acusado de haber financiado ilegalmente la campaña electoral del candidato priísta – Francisco Labastida Ochoa – el Sindicato estaba públicamente desacreditado y algunos de sus líderes estaban enjuiciados, lo cual dificultaba la relación. Según relata Muñoz Leos, el presidente Fox cometió errores que fueron fatales. El sindicato no sólo no propició la reforma pero además provocó la renuncia de Muñoz Leos, a finales de 2004.

Aun cuando el nuevo equipo comulgó con ciertos aspectos de la reforma emprendida en los años noventa – el tejido institucional creado para fomentar un entorno de mercado: transparencia en los subsidios, orden en las finanzas de la empresa, etc. – sin embargo criticó fuertemente las modalidades organizacionales empleadas (la división de Pemex en subsidiarias), por menospreciar la importancia de la cadena de valor de la

industria (que va desde la exploración del crudo hasta la venta de gasolina o la fabricación de plástico) y beneficiar al proveedor - Pemex Exploración y Producción (PEP). En su opinión, esta reorganización logró enemistar a los actores (subsidiarias) dificultando la coordinación en el trabajo: cada subsidiaria tiene intereses y necesidades diferentes y busca maximizar sus ventajas comparativas y sus beneficios. Por su lado, el Corporativo no ha tenido la capacidad suficiente para jugar un papel de coordinador central. Sin embargo, el nuevo equipo no logró revertir la nueva modalidad organizacional.

Además, este equipo se comprometió a vincular los recursos petroleros con el desarrollo de la industria nacional. El Programa sectorial de energía 2001-2006 planteaba incrementar las inversiones en el sector del procesamiento para cubrir las necesidades internas y dejar de importar petrolíferos (gas LP, gasolinas, diesel y combustóleo) y petroquímicos. Por otro lado, se anunció la construcción de dos nuevos complejos petroquímicos de gran tamaño y clase mundial: uno en Coatzacoalcos (Veracruz) y otro en Altamira (Tamaulipas). Este proyecto – conocido como el Proyecto Fénix – se haría mediante una coinversión entre el sector privado y Pemex, por la cantidad de 3.000 millones de dólares (USD), lo cual permitiría al país ahorrar hasta 4.000 millones de USD, al dejar de importar diversos productos petroquímicos (en particular etileno y sus derivados). El Proyecto Fénix murió antes de haber nacido, fue cancelado a principios de julio de 2005 sin que mediaran explicaciones al respecto.

También, el equipo foxista prometió otorgar un papel más importante a las compañías privadas nacionales en el sector de la construcción y de los bienes de capital, que parecía ser más favorable a las compañías extranjeras - principalmente estadounidenses. Sin embargo, los Contratos de servicios múltiples (CSM) no cumplieron con esta promesa que atrajeron finalmente a las Compañías petroleras independientes (CPI). Al igual, la idea de una mayor autonomía de Pemex en el plano presupuestal y normativo han sido evocadas, pero no hubo avances al respecto.

A pesar de las declaraciones, durante la gestión de Vicente Fox, los cambios han sido mínimos. Aunque, los anuncios – no se concreten – no dejan de tener consecuencias. Emiten mensajes negativos hacia los demás

sectores (en particular los inversionistas y los industriales). Por un lado, la incertidumbre relativa a la estabilidad de las formas de organización debilita las relaciones económicas y tiene costos en términos de credibilidad industrial, por otro lado, recalca que la empresa está sujeta a los vaivenes de la política. Resalta asimismo la urgencia de forjar una política industrial y empresarial ausente de los sobresaltos debidos a los asuntos políticos.

¿Qué balance podemos hacer de estas dos visiones reformadoras?

Dos visiones de la reforma y un balance

Estas dos visiones comparten algunas ideas, por ejemplo, ambas aceptan los principios ligados a la lógica de mercado y de una industria globalizada. Por otro lado, ambas se han encaminado a cambiar el fenómeno organizacional dentro de los límites que marca la Constitución, sin embargo las diferencias son notorias.

Lo hemos recalcado, la reorganización de los años noventa buscó fomentar la competencia sin pretender destruir la estructura de derechos de la empresa. Centró la modernización de la empresa y de la industria petrolera en lo organizacional más que en el régimen de propiedad. A pesar de esto, la opinión pública no lo anotó; los partidos de oposición, en particular, acusaron al gobierno por su intención implícita de “vender” la totalidad de la empresa.

En cambio, el modelo que enarbó el equipo de Fox emana de una concepción diferente: según piensa, sólo la propiedad privada puede crear incentivos que propicien la eficacia económica máxima. Este equipo hubiera modificado la estructura de derechos si la Constitución lo hubiera permitido. Como aparato administrativo, la empresa de Estado, según esta visión, está ligada a las modalidades del funcionamiento del sistema político, a las derivaciones burocráticas. Lo cual explica la ausencia de incentivos del personal y consecuentemente, la ineficacia de la empresa pública.

La diferencia entre estos modelos descansa sobre una visión distinta de las empresas públicas. El primero acepta que el Estado sea un referen-

te importante. Por ejemplo, nunca cuestionó el papel fiscal y social de Pemex. Es más, la división de Pemex cuidó que la renta recayese entre las manos del Estado. Cuestionó solamente la extensión otorgada a la noción de Estado – confundida indebidamente con el gobierno (en turno). En cambio, la segunda visión – a partir del 2000 – asimila los criterios de gestión de una empresa pública a los de una compañía privada. Por esto, se ha insistido en la necesidad de recuperar la unidad de la empresa y de evitar toda fuente de conflicto potencial (la unidad de objetivos es el sustento de la eficacia empresarial). También explica la visión distinta sobre el destino de la renta petrolera. Mientras la primera nunca cuestionó verdaderamente el rol fiscal de Pemex, la segunda ha puesto énfasis en los beneficios a largo plazo que obtendría la Nación si Pemex pudiera recuperar una gran parte de la renta para llevar a cabo sus proyectos de desarrollo. También el concepto de eficacia tiene diferentes interpretaciones.

El equipo encargado de diseñar e implementar la reorganización administrativa de Pemex entre 1989 y 1992 se guió por criterios de índole económico-fiscal. Como lo hemos apuntado, los cambios organizacionales se ajustaron a buscar una mayor transparencia en la gestión de la paraestatal así como a crear un entramado institucional propicio a una lógica de mercado: creación de un *holding* con filiales; precios de transferencias entre subsidiarias; creación de leyes, entes y reglamentos reguladores; etc. Sin embargo, nunca ha puesto entre dicho la importancia de la lógica “nacional” (es decir, el papel fiscal y social de la empresa).

Es necesario recordar que el régimen fiscal de Pemex fue el producto de un acuerdo entre las autoridades de Pemex y de Hacienda (Pedro Aspe, entonces Secretario de Hacienda) en 1992 o en 1993. En cambio, a partir del 2000, se estimó que era importante desvalorizar la lógica nacional, por ser una traba para el buen funcionamiento de la empresa. Por los limitantes legales y políticos, el nuevo equipo se ha asignado diferentes metas, como utilizar los criterios de gestión vigentes en el sector privado (lo cual explica el interés para aplicar técnicas de la nueva gestión pública en todas las áreas de la empresa) o también elaborar una verdadera reforma fiscal que permita a Pemex financiar una gran parte de sus programas de desa-

rrollo sin recurrir de manera sistemática a un endeudamiento muy costoso (los Pidiregas).⁸

Sin embargo, al elaborar un balance final de los logros de ambas reformas, los resultados son bastante más similares de lo que parece. En efecto, si aceptamos que la reforma de una empresa pública busca esclarecer y simplificar los objetivos de las empresas públicas, despolitizar los cargos directivos y mejorar la capacitación de quienes los ocupan, fortalecer los controles internos, reforzar los procedimientos utilizados para tomar decisiones de inversión y, en general, buscar un balance correcto entre autonomía de gestión y responsabilidad de la empresa para con el dueño: ¿Cómo evaluar estas dos reformas a la luz de la definición anterior?

La simplificación de los objetivos – tanto los de Pemex como del sector – nunca se ha concretado. La paraestatal se asigna objetivos contradictorios: las metas fiscales y sociales se mezclan – y contraponen a la vez – con los objetivos de tipo económico y comercial. Por su carácter antagónico, es difícil jerarquizarlos. Este tema es sujeto a batallas eternas entre Hacienda y Pemex o también entre los diferentes poderes – el ejecutivo con el legislativo, los partidos entre sí, etc. Esta división otorga una imagen negativa de la empresa y le resta credibilidad.

La despolitización es otro tema polémico. Pemex – al ser una administración desconcentrada – sigue sujeta a criterios políticos. El nombramiento de los cargos directivos emana de la Presidencia de la República o es producto de una negociación entre varios secretarios de Estado (en particular de Hacienda) y el Jefe del Ejecutivo. La mayor parte de los directores generales de Pemex – con notables excepciones como Adrián Lajous o de Luis Ramírez Corzo – no tuvieron una experiencia previa en el sector de la energía. Su designación respondió a otros criterios tales como su afinidad personal o intelectual (entiéndase visión compartida sobre la política energética) con el jefe del ejecutivo. Esto es sumamente grave tra-

8 Son esquemas que permiten a los inversionistas privados llevar a cabo proyectos para Pemex. Se trata de una deuda contingente que se paga a largo plazo; sin embargo, el monto de endeudamiento de Pemex – a través de los Pidiregas – ha crecido de manera exponencial: en 2001, representaba 38.000 millones de pesos; en 2003, 89.500 millones de pesos y en 2004, 120.900 millones de pesos. En otros términos, un 78 % de las inversiones de la paraestatal son financiadas a través de los Pidiregas.

tándose de una empresa con características técnico-industriales tan específicas, sin contar el rol de Pemex en las recetas fiscales y también en el desarrollo industrial y económico del país. Más allá del ejecutivo, la actuación del poder legislativo que ha tomado una importancia notable desde el fin de los años noventa ha sido atada, en la toma de decisiones, a los intereses “cortoplacistas” de los partidos políticos.

Es cierto que la creación de órganos reguladores – la Comisión de Regulación de la Energía (CRE) – ha sido un paso adelante significativo. Pero, no es menos cierto que aquellos adolecen de la autonomía requerida para su adecuado funcionamiento (evitar ser prisionero de grupos de intereses). La CRE es una pequeña institución, tomada en pinzas entre la Secretaría de energía (Sener) y Pemex. Muchos de los comisionados de la CRE la ven como una pequeña “isla” que intenta enfrentarse a un gigante: muchos se quejan del peso enorme que conserva Pemex. El papel monopólico de Pemex en los segmentos de la industria que pretenden abrirse ha sido contraproducente a los objetivos buscados (Rousseau, 2007). Las cuestiones del transporte y del comercio del gas natural ejemplifican esta situación. Frente a los inversionistas, Pemex maneja un discurso de apertura; pero en la práctica, utiliza diversas estrategias que impiden a los particulares participar. Aquéllos han expresado su inquietud en las diferentes consultas públicas que se efectuaron. De hecho, conocían sus restricciones y desigualdades frente a una empresa que, sólo con dos permisos de acceso abierto, por su monopolio natural en el Sistema nacional de gasoductos (SNG), controla el 83 % del total de las redes de transporte en esta categoría. Hasta ahora, sólo dos de los grandes transportistas que participaron en el proceso de las consultas públicas han solicitado un permiso a la CRE. El tema de la comercialización es todavía más significativo.⁹ La posibilidad de operar conjuntamente el monopolio legal en la producción y venta de gas natural por mandato constitucional y el monopolio natural en el SNG le conceden a Pemex un gran poder de mercado y

9 El comercializador es aquel intermediario que compra y vende gas por cuenta de terceros y que se encuentra en la disponibilidad de ofrecer servicios de valor agregado a sus clientes. impuesto a la renta, las patentes y los pagos particulares a cada país.

una posición privilegiada en la comercialización. Como lo señala Gilda Balvanera:

“En los primeros años posteriores a la reforma, algunas empresas de comercialización tuvieron la intención de participar en el mercado, pretendiendo brindar a sus clientes diversos servicios físicos y financieros que favorecieran las condiciones de compra del gas natural. En el corto plazo, estas empresas se retiraron del mercado ante la imposibilidad de competir con Pemex.”

(Balvanera, 2006).

Según Balvanera, esta situación de monopolio provoca distorsiones mayores. Por su margen de maniobra tan limitado, algunos transportistas privados han elegido desarrollar una estrategia cooperativa con Pemex; optaron por aliarse con la empresa en proyectos específicos (coinvertiones). Esto permite a Pemex afianzar su condición de monopolio en el transporte, mientras sus socios – competidores potenciales en la comercialización – realizan buena parte de las inversiones. Por otro lado, permite a los inversionistas participar en el segmento de transporte o sea pueden eliminar posibles restricciones en materia accionaria – en caso de ser una empresa extranjera – y aprovechar parte de la especialización funcional de Pemex en la industria. Pero, en la lógica de la CRE, estos vínculos ofrecen una señal equivocada ante los inversionistas, dejando creer que sólo al asociarse con Pemex es posible participar de manera exitosa en el segmento de transporte.

Al eliminar la competencia, las estrategias de Pemex afectan no sólo a sus potenciales competidores sino también a los usuarios finales.

En muchos aspectos, sigue prevaleciendo el modelo burocrático, consecuencia de la fuerte dependencia que conserva la empresa respecto a ciertas dependencias de la administración federal. La carencia de una verdadera autonomía de gestión es reveladora de este fenómeno. Es cierto que es una noción ajena a la administración mexicana, por lo tanto, tiene aceptaciones varias. Sin embargo, hay consenso para reconocer que su carencia tiene un costo muy alto para la eficiencia de una empresa. Por lo menos, el concepto “autonomía de gestión” envía a la cuestión de una real

independencia de los mandos superiores y directivos de la empresa respecto a las autoridades gubernamentales en cuanto a la toma de decisiones cotidianas.

En primer lugar, implica autonomía presupuestal. La ausencia de autonomía presupuestaria es reveladora: el presupuesto de la paraestatal queda sujeto a las derogaciones que hace el país y no tanto a las necesidades reales de la paraestatal. Su ejercicio además sigue una agenda burocrática totalmente incompatible con las exigencias de una industria que requiere mucha flexibilidad operacional. La autonomía presupuestal separaría Pemex del Presupuesto de egresos de la federación y le daría facultad para negociar directamente su presupuesto con el Congreso de la Unión. Dicha autonomía va aparejada con una total responsabilidad sobre las decisiones adoptadas. Implicaría por supuesto construir un entramado institucional peculiar – con normas y leyes propias que diferencien a Pemex (y a CFE) de las demás secretarías de Estado u otras entidades gubernamentales.

Por el momento, Pemex carece de estas facultades. No solamente la paraestatal está atada al presupuesto que el Ejecutivo le asigna (y que aprueba el Congreso) sino que, además, depende en muchos aspectos de las instancias financieras gubernamentales.

Por otro lado, por razones muy comprensibles de *accountability* (rendición de cuentas), las autoridades gubernamentales se han excedido en el escrutinio hacia los servidores públicos. El papel que ha estado jugando la Secretaría de la función pública (SFP) – ex Secodam – demuestra que las actividades de Pemex siguen dependiendo de una regulación todavía excesiva. La SFP revisa y evalúa el desempeño de la empresa y de cada una de las subsidiarias; impulsa solicitudes de auditorías, pide informaciones y sanciona a los funcionarios; efectúa, además, controles de gestión para reglamentar o condicionar las decisiones administrativas. Pemex – como cualquier secretaría de Estado – vive ahogado por numerosas leyes y muchos reglamentos sujetos a interpretación. Esto alienta una gran desconfianza entre los funcionarios de la paraestatal, frecuentemente sienten injustificadas las sanciones que se toman en contra de algunos de ellos. Finalmente, estas acciones acaban por ser contra-productivas y provocan inercia por el miedo que suscitan. Por ejemplo, muchas licitaciones públi-

cas se cancelan o son declaradas desiertas, lo cual implica enormes pérdidas económicas (Shields, 2003). El exceso de control ha llevado a la parálisis en muchos casos, que es la consecuencia de una situación bien conocida, cuando varios principales dirigen a un solo agente.

No abordaremos aquí el papel del sindicato STPRM y su relación con la empresa. Es un tema crucial que amerita un análisis aparte. Aclaremos solamente que, en varios aspectos, ha tenido un rol poco propicio a incentivar los cambios organizacionales de la empresa. El exceso de mano de obra, su mala distribución y el problema de los jubilados representan una carga adicional que pesa negativamente en el balance, sin contar una cultura sindical poco propicia a un cambio conductual (Rousseau, 2006).

Ninguna de las dos visiones ha resuelto el traslape constante entre las distintas funciones que el gobierno federal desempeña para administrar el sector petrolero: el ser propietario, regulador y operador. Esto genera confusiones y conflictos innecesarios. Por un lado, el gobierno es propietario de los recursos petroleros. Por otro lado, es autoridad fiscal, no sólo cobra la renta petrolera, también autoriza y controla las inversiones (en exploración y producción, es inversionista exclusivo) y los niveles de endeudamiento de la empresa. También es administrador único del sector de hidrocarburos. Finalmente es el único regulador de las actividades del sector.

Diversas instancias del gobierno federal están a cargo de estas funciones. La responsabilidad de su supervisión se divide entre la Sener, la Secretaría de hacienda (SHyCP), la Secretaría de la función pública (SFP), el Congreso y las propias unidades coordinadoras de Pemex. Sin embargo, en la práctica predomina una gran confusión que alimentan leyes secundarias no siempre muy claras.

La Sener ejerce la función de propiedad de Pemex. Pero cuando se asigna la propiedad de una empresa pública a una secretaría técnica, tiende a imponerse la voluntad política sobre funciones y objetivos empresariales. Además, el personal de esta Secretaría de Estado está generalmente compuesto por funcionarios cuya experiencia profesional no los prepara para manejar y dirigir industrias, para promover actitudes y comportamientos gerenciales ni para inculcar en sus subordinados el sentido de negocio.

Por otro lado, en el plano legal, dos instancias deben regular: La Sener y la CRE. Aparte de ejercer la función de propiedad, la Sener sigue siendo una dependencia que regula todas las actividades de exploración y de producción (E&P). Paralelamente, la CRE (que es una dependencia de la Sener) regula algunos segmentos: el gas natural (transporte, distribución, comercialización y almacenamiento) y la electricidad. Sin embargo, en los hechos, Pemex usurpa funciones que deberían corresponderle a la Secretaría de Estado del sector - como, por ejemplo, la planificación central y la administración estratégica del sector de los hidrocarburos (y del sector energético, en general) y juega un papel auto regulador cuando debería ser solamente operador. Decide qué hacer y cómo realizarlo; qué reportar y qué publicar sobre cuestiones como el monto de reservas, los planes de desarrollo de los recursos, las extracciones, las pérdidas operativas u los costos y los ingresos. En cambio, la Sener carece de capacidad técnica para evaluar, controlar y sancionar las actividades de E&P, ésta no tiene acceso ni control sobre el flujo de información – fuente de control y de poder – acerca del estado real del sector. Es cierto que desde 2002, con la obligación que impuso la SEC a transparentar informaciones, este aspecto mejoró considerablemente. Pero, la información que entrega Pemex en algunos rubros sigue deficitaria.

Además, es contraproducente que la Secretaría de energía esté a cargo de dos funciones - propiedad y regulación. Le resta objetividad, lógicamente como propietaria de la paraestatal, tiende a favorecer Pemex sobre las empresas privadas. Muchas de las peleas y acusaciones que ha emitido la CRE en contra de la Sener derivan de este traslape. De manera similar, los diferendos entre Sener y Pemex derivan de una inadecuada división del trabajo entre estas dos dependencias. Estas situaciones provienen de la inexistencia de una clara separación de responsabilidades entre las dependencias.

Hace falta un ente independiente – tanto de Sener como de Pemex – que tenga un margen de autonomía suficiente para ser confiable y asegurar la correcta gestión de la industria petrolera nacional. Falta asimismo redefinir los papeles de cada una de las instancias así como otorgarles las facultades y recursos que les permitan ejercer plenamente las facultades con las cuales se les ha dotado en el plano legal.

Finalmente, los directivos de Pemex y sus filiales (ayudados por sus consejos de administración respectivos) asumen formalmente la función de gestión. Sin embargo, el peso de la Secretaría de hacienda es tal que, en la opinión de muchos (inclusive entre ejecutivos de Pemex) que la SHyCP es la instancia rectora de la empresa. El margen de acción que deja Hacienda a los directivos es restringido. Por ejemplo, la SHyCP ejerce pleno control sobre los préstamos, la emisión de bonos hacia el exterior y los flujos de inversiones. Lógicamente, sus consideraciones tienden a privilegiar el balance de las cuentas macroeconómicas del país (de corto plazo) en detrimento del porvenir de la industria (el desarrollo de campos, por ejemplo).

En casos tan importantes para el funcionamiento de la empresa, Hacienda decide solo, no intervienen ni el consejo de administración de Pemex ni la Sener. Otros asuntos – tales como la póliza para que la empresa se proteja contra la volatilidad de los precios del crudo – son de la relevancia de otros organismos financieros, el Bancomext y Banxico.

A pesar de los esfuerzos realizados (medidos por el número de programas que se han implementado en este rubro), tampoco se ha logrado cuajar un cambio de cultura corporativa visible. En el plano teórico, las transformaciones institucionales deben promover también cambios mentales y culturales. Según Robert Mabro, el cambio cultural en una empresa busca “pasar de un comportamiento semi administrativo a un comportamiento económico moderno, de una mentalidad de latifundista a una de empresario” (Mabro, citado en: Chevalier, 1994: 11). Al igual que las demás compañías petroleras del mundo, Pemex debe buscar una flexibilidad dinámica, dejando a un lado su actitud de repliegue y de pasividad – fundado en las ventajas obtenidas. Debe manifestar una voluntad de inserción activa en la competitividad internacional, es decir, construirse nuevas ventajas comparativas. Es cierto que algunos órganos se han enfocado de manera explícita en promover nuevas concepciones organizacionales, tal es el caso de PMI (que se presentó anteriormente). Al igual, el Corporativo de competitividad y de innovación, creado al inicio de la administración de Raúl Muñoz Leos, tenía la misión de fomentar el cambio cultural, el liderazgo y la innovación, y promover la integridad, la transparencia y la competitividad en Pemex.

Sin embargo, PMI es una empresa formalmente distinta de Pemex, cuyo ámbito de acción es muy reducido – por lo que el modelo de cultura empresarial que se implementó no es exportable al resto de la empresa. Si en junio del año 2004, la austeridad presupuestal fue la razón invocada para cancelar tres corporativos – los corporativos modernos de Pemex –, en realidad fueron razones de corte político las que alentaron esta decisión. Traducen también el estado letárgico de las reformas en este sentido. Los recursos humanos constituyen a menudo un gollete de estrangulamiento mayor, primero en cuanto a la posibilidad de encontrar y reemplazar los *expertises* necesarios, pero también para operar rápidamente el cambio de cultura que la empresa requiere. La resistencia organizacional e institucional a los cambios propuestos alienta la permanencia del *statu quo*.

Pemex entre la soberanía nacional y los imperativos de la industria petrolera internacional

El observador externo habrá notado los logros parciales y los fracasos de fondo de Pemex, en sus reformas. Indudablemente, la historia y el contexto político mexicano los explican en gran parte.

Por el peso de la historia y el simbolismo que acompaña al petróleo (el de soberanía nacional) las reformas han sido homeopáticas. No se trataba de hacer *tabula rasa* del pasado – privatizando la paraestatal – sino de abrir a las compañías privadas algunos de los segmentos para recapitalizarlos y también de introducir una lógica de competencia en un monopolio de Estado.

Sin embargo, por la predominancia y la gran variación de los acontecimientos políticos, el escepticismo se impone en cuanto a la duración y la continuidad de tal o cual reforma, pero la definición de una política energética de mediano o largo plazo es una condición *sine qua non* si se pretende un día tomar en serio la reforma de Pemex. Los cambios institucionales – o intentos – son la manifestación que no ha habido consensos en cuanto a una política de largo plazo. Tampoco ha habido una verdadera política industrial. Lo cual implica construir un consenso político

mínimo acerca de algunos principios fundamentales: ¿cuál debe ser el papel del Estado en el funcionamiento de Pemex? ¿cómo remediar al problema de la gobernanza de la empresa, de la división de las funciones y de su margen de responsabilidad? ¿no sería adecuado reforzar el tejido institucional en materia de regulación antes de abrir algunos segmentos de la industria? ¿cómo hacerlo? ¿qué segmentos sería prioritario abrir? y ¿cómo?

El gobierno de Vicente Fox no mostró capacidad para forjar el *lobbying* necesario a la construcción y adopción de las reformas más urgentes - entre otras una reforma fiscal general.

Se limitó a anunciar cambios espectaculares cuando aquéllos no estaban autorizados por el poder legislativo. El nuevo jefe de Estado – Felipe Calderón (2006-2012) – parece tener mayor apoyo interno en su partido: ¿hasta dónde sabrá convocar las diferentes sensibilidades políticas para desbloquear la situación?

Frente a esta inercia generalizada, podría ser que la grave crisis que vislumbra Pemex ofrezca una solución inesperada. Declarada oficialmente en “quiebra técnica”, hace dos años, Pemex enfrenta hoy en día un serio problema: el yacimiento super gigante – Cantarell – ha empezado su periodo de declive en 2005. Esto va a marcar la trayectoria de la producción total de crudo. Los yacimientos de Ku-Maloob-Zaap, del litoral de Tabasco y del Paleocanal de Chicontepec no podrán compensar las pérdidas de Cantarell. Por lo que Pemex debe reajustar su estrategia comercial hacia el exterior. Además, los yacimientos alternativos para compensar la disminución en la producción de Cantarell son muy costosos, el desarrollo de su producción requiere inversiones anuales crecientes. Finalmente, aun y cuando haya sospecha de que el Golfo de México podría encerrar abundantes yacimientos petroleros, Pemex no dispone de la tecnología ni del *know how* necesarios para las fases de exploración y producción en aguas muy profundas. Ahora bien, la Constitución mexicana no permite la figura de alianzas estratégicas con compañías extranjeras.

Tanto los dirigentes como la opinión pública empiezan a tomar conciencia de la gravedad de la situación. ¡Ojalá esto sea la clave para que nazca una voluntad manifiesta de llegar a consensos constructivos – más allá de los intereses partidistas – para edificar las reformas necesarias a la salud de Pemex!

Bibliografía

- Balvanera, G. (2006). “La Comisión de Regulación de Energía: una institución moderna en un mundo tradicional”. Tesis de licenciatura. México: El Colegio de México/CEI.
- Chevalier, J. -M. (1994). “L’avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d’hydrocarbures”. *Économies et Société*, 9.
- Lajous, A. (s/f). “Cambios a la estructura corporativa de Pemex”, manuscrito.
- Muñoz Leos, R. (2006). *Pemex en la encrucijada. Recuento de una gestión*. México: Nuevo Siglo-Aguilar.
- Rousseau, I. (2006). “Mercado, seguridad y soberanía nacional: las dinámicas contradictorias de la política energética mexicana (hidrocarburos) en el marco de la integración del norte de América”, en: I. Rousseau (Ed.) *¿Hacia una integración de los mercados petroleros en América?* México D.F.: El Colegio de México.
- _____ (2007). “A la recherche d’une meilleure gouvernance d’entreprise. Le cas de Petróleos Mexicanos”. *Les études du CERI*. Paris: Sciences Po-CNRS.
- Shields, D. (2003). *Pemex: un futuro incierto*. México D.F.: Planeta.
- Sommano, M. F. (1994). “Empresas públicas: su transformación. El caso de PMI”. Tesis de licenciatura. México: El Colegio de México/CEI.

Cuarta Parte
Conflictos ambientales

(In)sostenibilidad de los hidrocarburos en la cuenca amazónica peruana

César Leonidas Gamboa Balbín*

Resumen

Actualmente se está viviendo en América Latina una política agresiva de promoción de las inversiones energéticas debido al alto precio de los combustibles y a la decreciente acumulación de reservas de hidrocarburos a nivel mundial. Ello ha posibilitado que se vea a la Amazonía como una opción donde explorar y explotar estos recursos no renovables sin considerar criterios éticos, de derechos humanos, técnico biológicos y legales en espacios de conservación de especies y protección de derechos que podría traer graves consecuencias sociales en nuestros países. En el caso del Perú, desde el 2003, el Estado no ha tenido consideración por implementar una política incoherente de promoción de las inversiones de hidrocarburos en la Amazonía peruana, afectando el establecimiento de lotes a ámbitos de conservación como áreas protegidas, derechos preexistentes y otros ámbitos de protección como las reservas territoriales para pueblos indígenas aislados. Este trabajo busca presentar un estado de la cuestión sobre estos conflictos entre espacios de conservación/ protección y aprovechamiento hidrocarburífero en la Amazonía, sus posibles impactos, así como las posibles soluciones para encontrar una política coherente y sostenible de hidrocarburos que beneficie al inversionista, a los pueblos indígenas y a las futuras generaciones de nuestro país.

Palabras clave: exploración y explotación de hidrocarburos, Amazonía peruana, superposición de lotes, reservas territoriales, áreas naturales protegidas.

* Vicepresidente de la fundación Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (Perú). Agradezco a las organizaciones del Colectivo “Áreas Naturales Protegidas e Hidrocarburos” por el apoyo para la elaboración de esta investigación. Asimismo, agradezco a Debby Moskovits de Field Museum de Chicago y a Steve Cornelius de MacArthur Foundation por el apoyo material en la presentación de esta ponencia.

*“La edad de piedra no se acabó porque se terminaron las piedras.
La era del petróleo acabará, pero no cuando se termine el petróleo”.*
(Sheik Ahmed Kaki Yamani, ex ministro de Petróleo de Arabia Saudita)

Antecedentes y situación actual

Debemos tener en cuenta que la definición de áreas protegidas está engarzada bajo el concepto de desarrollo sostenible y que no necesariamente significa un límite irrestricto al aprovechamiento sostenible de los recursos naturales o a las industrias extractivas¹. Es más en el caso del Perú, su regulación ha incluido como una finalidad de este tipo de conservación in situ a la contribución que pueda hacer al “desarrollo nacional”².

Entonces, estos “espacios naturales especiales”, valorados por la sociedad, que brindan bienes (fauna silvestre y pesca, flora silvestre) y servicios (mantenimiento de la biodiversidad, provisión de agua, conservación de cuencas, captura de carbono, recreación y disfrute de la naturaleza), cuyo objetivo principal – entre los múltiples que tiene el manejo de estas áreas protegidas – es el conservar diversidad biológica (Estrategia mundial para la conservación, 1980) el cual no puede estar desligado al desarrollo sostenible como “aquel que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades” (Informe de la Comisión Brundtland, 1987).

Por otro lado, el Perú ha sido recientemente reconocido mundialmente como el país que tiene en su seno a una de las “7 maravillas del Mundo”, la ciudadela de Macchu Picchu, considerado patrimonio cultural y natural de la humanidad y del Perú, tiene el status de santuario histórico y nacional, es decir, es un área natural protegida (ANP). Así como Macchu Picchu, existen otros ámbitos geográficos que por los valores que encierran (social, histórico, arqueológico, natural, biológico, humano, etc), deben ser protegidos y conservados.

1 IV Congreso Mundial de Parques Nacionales y Otras Áreas Naturales Protegidas de la UICN (Caracas, 1992): “ANP es una superficie de tierra o mar especialmente consagrada a la protección y al mantenimiento de la diversidad biológica, así como de los recursos naturales y recursos culturales asociados, y que es manejada por medios jurídicos u otros medios eficaces”.

2 Ley No. 26.839, sobre la conservación y aprovechamiento sostenible de la diversidad biológica (1997) y Ley No. 26.834, de áreas naturales protegidas.

Actualmente, la política del Estado peruano busca intensificar la promoción de actividades extractivas en los Andes y la Amazonía peruana, a través del llamado “proceso de *shock* de inversiones”, en áreas desatendidas históricamente por el Estado. Sin embargo, los conflictos sociales y ambientales generados por este tipo de promoción de las inversiones nos llevan a sugerir la necesidad de solucionar pronta y oportunamente el conflicto jurídico generado por la actual política energética que no incluye, por ejemplo, los principios de conservación de la biodiversidad ni el respeto a los derechos de los pueblos indígenas en aislamiento y en contacto inicial de la Amazonía peruana.

De los 78 millones de hectáreas que representan la Amazonía peruana de toda la cuenca amazónica, casi 53 millones de hectáreas tienen lotes de hidrocarburos. En los últimos 3 años (2003-2007)³, el 68 % de la Amazonía peruana viene siendo lotizada a través de una incoherente e irresponsable política de inversión de hidrocarburos.

Los recientemente otorgados lotes adjudicados mediante proceso de licitación pública en el 2007 se superponen con dos áreas naturales protegidas y una reserva territorial para pueblos indígenas en aislamiento. Estos últimos lotes se suman al número de lotes irregularmente superpuestos a áreas nacionales protegidas y que vulneran los derechos de los pueblos indígenas, aumentando el porcentaje de lotes otorgados en la amazonía y con ello, los posibles impactos socioambientales a ámbitos regionales de conservación de la biodiversidad tan importantes para la seguridad alimentaria y de diversidad biológica de las futuras generaciones de peruanos (WWF, 2007: 5).

Sumado al problema de incoherencia de la política pública hidrocarburi-fera y los posibles conflictos socioambientales – hay cerca 24 lotes de hidrocarburos sobre cientos de comunidades nativas –, existe también una grave amenaza a los derechos humanos de los pueblos indígenas aislados.

En consecuencia, en el Perú como en América Latina, podemos encontrar que los componentes de la sostenibilidad con que deben contar las industrias extractivas, especialmente la explotación de hidrocarburos

3 Datos recogidos por el Instituto de investigaciones de la Amazonía peruana IIAP y el Instituto del bien común (IBC, 2007). Disponibles [30/04/2007] en: <http://www.ibcperu.org.pe>.

ros, ha sido afectada por el desequilibrio causada por una lotización de la Amazonía peruana, sin considerar un consenso local, regional o nacional de actores, el marco constitucional y legal vigente, los posibles impactos a los ecosistemas y a la forma de vida de los pueblos indígenas por parte de las actividades de hidrocarburos en la Amazonía peruana, como veremos a continuación.

Irregularidades actuales de superposición de lotes de hidrocarburos con áreas naturales protegidas (2003-2007)

Si bien es cierto que no todas las superposiciones de lotes de hidrocarburos provienen de un proceso de otorgamiento irregular – lotes de hidrocarburos que son otorgados a empresas antes que se establezca el ANP –, las irregularidades que se contemplan en la presente investigación corresponden a problemas que se producen como efecto del incumplimiento del marco legal cuando se produce la superposición de lotes después del establecimiento de áreas nacionales protegidas o reservas territoriales.

Actualmente, en todo el territorio nacional, existen más de 62 lotes de hidrocarburos otorgados a empresas⁴, y de manera irregular se han otorgado contratos de licencia de exploración y explotación⁵ de 12 lotes encontrándose superpuestos a 11 áreas nacionales protegidas (Cf. Cuadro 1)

4 Datos disponibles [11/04/2007] en: <http://www.perupetro.com.pe> y <http://www.minem.gob.pe>.

5 Debemos señalar que los contratos de licencia de exploración y explotación de hidrocarburos se inician con las actividades de exploración o prospección (especialmente actividades de sísmica o perforación de pozos) y puede durar ente 7 a 10 años. Si se descubre hidrocarburos (gas, petróleo) y es viable comercial y técnicamente su explotación, se inicia la fase de implementación de la producción, transporte y distribución que puede durar entre 30 a 50 años. Todos estos contratos señalados en el cuadro 1 han iniciado actividades de exploración con el programa mínimo de trabajo.

Cuadro 1
Listado de superposición de lotes de hidrocarburos con áreas nacionales protegidas de forma irregular hasta abril 2007

Empresa Titular / Operador	Lotes en la Amazonía / Fecha	Departamento / Región	Áreas Naturales Protegidas / Fecha de creación
Repsoil	57 (2003)	Cuzco	Reserva Comunal Matsiguenga (2003)
Petrobrás	58 (2005)	Cuzco	Reserva Comunal Matsiguenga (2003)
Hunt Oil	76 (2005)	Madre de Dios	Reserva Comunal Amarakaeri (2002)
Burlington	104 (2005)	Loreto	Zona Reservada Pucacuro (2005)
Petrolifera	107 (2005)	Huanuco	Reserva Comunal Yanasha (1988) / B. P. San Matias San Carlos (1987)
Pluspetrol	108 (2005)	Junín, Pasco, Ayacucho	Reserva Comunal Ashanink (2003) / B. P. San Matias San Carlos (1987)
Sapet	111(2005)	Madre de Dios	Reserva Nacional Tambopata (2000)
Pan Andean	114 (2006)	Uyacali	Reserva Comunal El Sira (2001)
Hocol	116 (2006)	Amazonas	Zona Reservada Santiago Comaina (1999)
Petrobrás	117 (2006)	Loreto	Zona Reservada Güepi (1997)
Barrett	125 (2006)	San Martín	Bosque de Protección Altomayo (1987)
Burlington	129 (2007)	Loreto	Zona Reservada Pucacuro (2005)
Total	12 Lotes	10Departamentos	11 ANPs

Elaboración del autor. Fuente Perupetro e Inrena. Disponible [30/06/2007] en: <http://www.perupetro.com.pe>; <http://www.inrena.gob.pe>.

Incongruencia constitucional de la política de hidrocarburos

Por otro lado, el marco constitucional señala el contenido de las políticas públicas referidas a la conservación de la biodiversidad mediante áreas naturales protegidas. La Constitución de 1993 señala que el Estado “promueve el uso sostenible de sus recursos naturales” (art. 67), estando “obligado a promover la conservación de la diversidad biológica y de las áreas naturales protegidas” (art. 68).

Más aún, estas disposiciones constitucionales deben interpretarse de acuerdo a lo señalado en el Convenio de Diversidad Biológica⁶, en cuanto

6 Aprobado mediante Resolución Legislativa No. 26.181 de 30 de abril de 1993. Entró en vigor para el Perú el 07 de septiembre de 1993.

a la conservación de la naturaleza a través de áreas nacionales protegidas:

“Artículo 8. Conservación in situ

Cada Parte Contratante, en la medida de lo posible y según proceda:

- a) Establecerá un sistema de áreas protegidas o áreas donde haya que tomar medidas especiales para conservar la diversidad biológica;
- b) Cuando sea necesario, elaborará directrices para la selección, el establecimiento y la ordenación de áreas protegidas o áreas donde haya que tomar medidas especiales para conservar la diversidad biológica [...].”

En ese sentido, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y Perupetro S. A. han vulnerado el orden constitucional al suscribir contratos de lotes de hidrocarburos antes señalados superpuestos a áreas nacionales protegidas puesto que los artículos 67 y 68 de la Constitución del Perú son desarrollados por los principios, instituciones, procedimientos y normas del Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SINANPE), el cual ha sido vulnerado mediante la suscripción y aprobación de esos contratos, sin ser tomado en cuenta en ningún momento el procedimiento de otorgamiento de lotes de hidrocarburos en áreas nacionales protegidas que señala la legislación regulatoria.

Por otro lado, el rol del Tribunal Constitucional Peruano (TCP) ha sido proclive a una posición garantista de los derechos humanos y bajo su tesis de la “Constitución Viviente”, ha logrado ciertos alcances importantes en la tutela de los derechos sociales y ambientales de muchos ciudadanos. Ya ha sentenciado de manera eficiente y garantista sobre las concesiones de recursos naturales⁷ y es de esperar que, si no hay rectificación de las políticas de hidrocarburos del Estado peruano, haga lo mismo con los contratos de licencia de lotes de hidrocarburos que se superponen con tierras de comunidades⁸, áreas nacionales protegidas y reservas territoriales.

7 Última Sentencia del TCP, 20 de abril de 2007 (Exp. No. 1.206-2005-PA/TC), la cual declara fundado el Recurso Extraordinario de la Asociación de Promotores de Salud del Vicariato San José del Amazonas “Blandine Masicote Perú” y se fundamenta en el derecho a gozar de un medio ambiente adecuado equilibrado y adecuado al desarrollo de la vida así como el principio de prevención como defensa del derecho a un ambiente y adecuado al desarrollo de la vida.

8 Vale la pena señalar que la superposición de lotes con respecto a tierras de comunidades nativas, difiere con la superposición de áreas protegidas y reservas territoriales para pueblos indígenas aisla-

En el caso de áreas nacionales protegidas, y de lo señalado anteriormente, en una reciente sentencia el TCP ha consagrado el “derecho a gozar de un medio ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de la vida”, mediante los principios de prevención, que “supone resguardar los bienes ambientales de cualquier peligro que pueda afectar su existencia”, el cual se materializa en la obligación del Estado “a ejecutar acciones y adoptar medidas técnicas que tengan como fin evaluar los posibles daños que se pueda ocasionar al medio ambiente”. Entre esas medidas técnicas, encontramos el estudio previo de compatibilidad de las actividades de hidrocarburos a realizarse en áreas nacionales protegidas, tal como veremos a continuación en la legislación de conservación de la biodiversidad.

Incongruencia legal de la política de hidrocarburos

Uno de los requisitos de la legislación de áreas nacionales protegidas es la realización de un estudio de compatibilidad (jurídico y biológico) previo al otorgamiento del derecho (minero o hidrocarburífero) para que la autoridad competente, el Inrena (Instituto Nacional de Recursos Naturales) deba pronunciarse si es posible realizar actividades extractivas dentro de las áreas nacionales protegidas, según su categoría, zonificación, Plan Maestro y objetivos del área. En ese sentido, el art. 27 de la Ley de áreas naturales protegidas (Ley No. 26.834) señala este requisito previo para el otorgamiento del derecho hidrocarburífero, entendiéndose que el “aprovechamiento de recursos no debe perjudicar el cumplimiento de los fines para los cuales se ha establecido el área”.

dos. En estos casos, desde lo formal y la práctica que no se ha seguido con un proceso de consulta previo, libre e informado a los pueblos indígenas, según los parámetros de los artículos 6, 7 y 15 del Convenio No. 169 de la OIT, derecho aclarado por la OIT en su Guía del Convenio y otros documentos (Carta de OIT de 23 de julio de 2007 a la Defensoría del Pueblo); y sobre todo, porque la legislación nacional y de hidrocarburos no reconoce el derecho a la consulta previo, libre e informado a la suscripción de los contratos de licencia de exploración o explotación de hidrocarburos. Actualmente, existen propuestas legales y reglamentarias – el propio Ministerio de Energía y Minas – que intentan corregir esta vulneración del derecho de consulta de los pueblos indígenas, que si bien no invalidan todos los procesos, se podrían señalar ejemplos (pueblos Achuar, Candoshi y Quechuas Lamistas en lotes 101, 102, 112; Awajun en el lote 116; Achuar en el Corrientes, etc.).

9 Sentencia del TCP, 20 de abril de 2007, fundamento 10; Cf. también Canosa (2004: 225).

En consecuencia, es necesario para realizar la actividad de hidrocarburos en áreas nacionales protegidas, contar previamente con un estudio que evalúe la compatibilidad de la actividad hidrocarburífera con los fines de un ANP. Entre los criterios de compatibilidad se contemplan los siguientes elementos técnicos-normativos y los biológicos: compatibilidad con la categoría del ANP; compatibilidad con la zonificación asignada al Plan Maestro; compatibilidad con el Plan Maestro como un instrumento de planificación y como conjunto normativo de disposiciones que permiten o no actividades; y compatibilidad con los objetivos y fines del ANP.

Este último criterio es el más importante, por cuanto le otorga al Inrena una discrecionalidad para aplicar los principios de la conservación de la biodiversidad así como interpretar una necesaria protección estricta en un ANP y considerar el impacto y amenazas de las actividades hidrocarburíferas que solicitan autorización.

El contenido de los criterios anteriormente señalados está guiado por los siguientes principios biológicos, normativos y político-administrativos que ayudan a determinar la compatibilidad de las actividades hidrocarburíferas en un ANP de uso directo: singularidad y fragilidad del ecosistema que se pretende proteger con el ANP; valor social e interés nacional que encierra el ANP; factibilidad de asegurar el manejo sostenible del ANP; y viabilidad de actividades económicas sostenibles preexistentes (Gherzi *et. al.*, 2006; Carhuatocto, 2007).

El reglamento de la Ley de áreas nacionales protegidas abunda más y señala pautas para el establecimiento del procedimiento operativo de la actividad extractiva en estas áreas. Con la suscripción de los contratos entre Perupetro S. A. y las doce empresas que tienen lotes superpuestos en once áreas naturales protegidas, se ha incumplido con, un estudio de compatibilidad para determinar si es posible realizar en el ANP actividades hidrocarburíferas; la coordinación intersectorial entre la autoridad sectorial de energía y el Inrena; y la autorización respectiva del Inrena para permitir el otorgamiento del lote superpuesto a áreas nacionales protegidas.

En ese sentido, el art. 116 del mencionado reglamento (Decreto Supremo No. 038-2001-AG) sentencia el contenido de la vulneración normativa:

“Artículo 116.- Procedimientos para operaciones de hidrocarburos o de minería.

En caso de las actividades de hidrocarburos o de minería que se superpongan en todo o en parte con un área natural protegida o su zona de amortiguamiento, se observa el siguiente procedimiento:

La autoridad sectorial competente debe coordinar previamente con el Inrena, para definir la compatibilidad de la actividad con la naturaleza jurídica y condiciones naturales del área involucrada;

De existir la compatibilidad, la Dirección General emite una directiva que establezca los condicionantes legales y técnicos que supone operar en el área involucrada, siempre buscando las mejores prácticas posibles [...]”

Estos procedimientos no sólo contemplan la necesidad del estudio previo a la propia actividad de explotación en sí, sino a toda aquella relacionada a la actividad extractiva, tal como se desprende de la legislación sobre conservación de la biodiversidad. En ese sentido, tanto la legislación de áreas nacionales protegidas como de la interpretación de normas en dicha materia precisan una coordinación permanente entre sectores, la realización de un estudio de compatibilidad y una autorización manifiesta del Inrena para permitir actividades de hidrocarburos en áreas nacionales protegidas, previa a la suscripción de los contratos. Este requisito también se menciona en el art. 13 de la Ley orgánica para el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales (Ley No. 26.821), así como el art. 22 de la Ley sobre la conservación y aprovechamiento sostenible de la diversidad biológica (Ley No. 26.839), la cual señala claramente que no sólo debe entenderse la necesidad de realizarse el estudio de compatibilidad previo a las actividades “estrictamente” de aprovechamiento del recurso natural, sino a toda la actividad relacionada a ella, es decir, el estudio de compatibilidad debe ser evidentemente previo a las actividades de exploración de hidrocarburos, previo a la suscripción de los contratos.

Posición crítica de la sociedad civil y recomendaciones de la Defensoría del Pueblo

A partir del pronunciamiento de organizaciones indígenas y ambientalistas¹⁰, la Defensoría del Pueblo inició una investigación de oficio sobre la superposición de lotes que finalizó con el “Informe de Defensoría del Pueblo No. 009-2007-DP/ASPMA.CN, superposición de lotes de hidrocarburos con áreas naturales protegidas y reservas territoriales en la Amazonía peruana” (20/03/2007), arrojando como recomendaciones finales la obligación del Estado en respetar y adecuar sus prácticas a la legislación de áreas nacionales protegidas y al respeto de los derechos humanos de los pueblos indígenas aislados.

En el caso de la superposición de lotes de hidrocarburos con áreas nacionales protegidas, dice el Informe que la suscripción de los contratos de licencia de exploración y explotación de hidrocarburos entre las empresas y Perupetro S. A. a nombre del Estado peruano que involucren espacios que se superponen a áreas nacionales protegidas de uso directo y sus zonas de amortiguamiento sin la opinión técnica favorable del Inrena, “condiciona” la evaluación de compatibilidad que el Inrena debería realizar antes de la suscripción del contrato, poniendo en riesgo los fines del SINANPE y perjudicando los derechos del inversor en estas actividades; y, si después el Inrena opina desfavorablemente a través del estudio de compatibilidad, los derechos otorgados a los particulares podrían ser desconocidos, lo que implica poner en cuestión la credibilidad del Estado peruano, afectando la seguridad jurídica que supuestamente gozan los derechos de terceros y la política de promoción de las inversiones en actividades hidrocarburíferas.

En consecuencia, es por ello que el Informe de la Defensoría recomienda al Estado abstenerse de otorgar derechos a las empresas para realizar actividades hidrocarburíferas que amenacen la diversidad biológica y a los pueblos indígenas en aislamiento y contacto inicial¹¹.

10 Cerca de 30 organizaciones suscribieron el “Pronunciamiento sobre la superposición de lotes de hidrocarburos con reservas territoriales y áreas naturales protegidas”, *La República*, 01/02/2007.

11 Informe de Defensoría del Pueblo No. 009-2007-DP/ASPMA.CN, Recomendaciones 3 y 4.

Estas recomendaciones no son propiamente vinculantes; sin embargo, señalan una salida para solucionar el conflicto jurídico y social causado por las superposiciones de lotes. La Defensoría recomienda al MINEM y a Perupetro S. A., que cumpla con la legislación de áreas nacionales protegidas, solicitando la opinión técnica al Inrena para los lotes licitados este 2007 que se superponen con la Reserva Comunal (RC), El Sira y la Zona Reservada (ZR) Sierra del Divisor.

*Irregularidades de oferta pública de 19 lotes
frente a la superposición con áreas naturales protegidas*

A inicios de 2007, Perupetro S. A., la empresa estatal encargada de negociar los lotes de hidrocarburos con las empresas privadas, inició la licitación pública de 19 lotes de hidrocarburos en una oferta pública internacional y nacional que duraría hasta julio de este año¹². El pasado 12 de julio se adjudicaron 13 de los 19 lotes y se suscribirán los contratos entre Perupetro S. A. y las empresas ganadoras¹³ (Cf. Cuadro 2).

Cuadro 2 Listado de la superposición de la oferta pública de 19 nuevos lotes de hidrocarburos con áreas nacionales protegidas en el 2007 ¹⁴	
Lotes	Áreas Naturales Protegidas (02)
131	RC El Sira
135	ZR Sierra del Divisor
138	ZR Sierra del Divisor
139	ZR Sierra del Divisor
Total	05 Lotes afectaran 02 ANPs

Elaboración del autor. Fuente: Perupetro, e Inrena. Disponible [30/06/2007] en: <http://www.perupetro.com.pe>; <http://www.inrena.gob.pe>.

12 Disponible [30/06/2007] en: <http://www.perupetro.com.pe>.

13 Al 29 de agosto, no se había publicado en el Diario Oficial los decretos que aprueban la suscripción de los contratos de licencia entre Perupetro y las empresas ganadoras de la licitación pública.

14 Esta relación de lotes contiene sólo los lotes que se encuentran en la Amazonía peruana.

Cinco los lotes que participaron de la oferta pública de 19 lotes de hidrocarburos que se encontraban superpuestos a 2 áreas nacionales protegidas de suma importancia social y biológica: La RC El Sira¹⁵; y, La ZR Sierra del Divisor¹⁶.

En ese sentido, este proceso de otorgamiento de lotes, Perupetro S. A. no ha considerado los conflictos que pudieran generarse ante la superposición de estos a las áreas nacionales protegidas¹⁷. Un ejemplo de ello es la superposición de tres lotes (137, 138 y 139) sobre la ZR Sierra del Divisor, un ANP que contiene formaciones geológicas de millones de años de antigüedad y que conforman la única cadena montañosa del llano amazónico, albergando especies endémicas de flora y fauna, que urge una protección y conservación especial (Vriesendorp, 2006).

Asimismo, 4 lotes de hidrocarburos se superponían a 3 reservas territoriales y 12 de estos lotes ofertados se superponen con varias comunidades nativas. Esta problemática viene siendo advertida por organizaciones de la sociedad civil desde el año 2005 expresando su preocupación por esta situación de superposición de lotes con ámbitos de conservación/protección y derechos preexistentes.

Vale precisar que las zonas reservadas son áreas naturales protegida de categoría transitoria, hasta definirse una categoría final. Mientras tanto, según la normatividad nacional peruana, gozan de la mayor protección posible, bajo la aplicación del principio precautorio según los arts. 13 de la Ley No. 26.834, Ley de áreas naturales protegidas y el artículo 115 del Reglamento de la Ley de áreas naturales protegidas establece:

“En el caso de Zonas Reservadas de acuerdo a su naturaleza y en aplicación del principio precautorio, el Inrena puede determinar que no es

15 Establecida mediante el Decreto Supremo No. 037-2001-AG, del 22/02/2001, y ubicada en las regiones Huánuco, Pasco y Cusco.

16 Establecida mediante la Resolución Ministerial No. 283-2006-AG, del 11/04/2006, y ubicada en las regiones Loreto y Ucayali.

17 Este análisis se desprende de la información señalada en las Bases del Proceso de Selección No. Perupetro-CONT-001-2007 de 01/2007, en las cuales se muestran las coordenadas UTM de cada lote y con las que se demuestra la superposición de lotes con las áreas nacionales protegidas RC El Sira y la ZR Sierra del Divisor. Disponible [30/01/2007] en: <http://mirror.perupetro.com.pe/promocion2007/inicio.htm>.

posible realizar actividades relacionadas a explotación de recursos naturales no renovables hasta su categorización final”.

*Irregularidades de oferta pública de 19 lotes
frente a la superposición con las reservas territoriales existentes*

Un caso particular también ha sido las graves amenazas de las actividades de hidrocarburos que se ciernen contra los pueblos indígenas aislados. Además del aumento de la frontera agrícola, la colonización de la Amazonía, la tala ilegal de la madera, el narcotráfico, las actividades de hidrocarburos se suman a las amenazas que deberán enfrentar estos pueblos. Si bien la legislación nacional permite el desarrollo de las actividades extractivas dentro de las áreas donde habitan los pueblos indígenas aislados¹⁸, los principios de protección desarrollados en el ámbito internacional¹⁹, en la legislación comparada²⁰, y en la doctrina jurídica (IWGIA, 2006; DAR, 2007), han señalado que las áreas reconocidas legalmente para los pueblos indígenas en aislamiento y en contacto inicial deben ser intangibles y no permitirse ningún tipo de actividad foránea hasta que ellos decidan contactarse con la sociedad nacional.

Entonces, la superposición de lotes de hidrocarburos sobre reservas territoriales a favor de los pueblos indígenas aislados pondría en grave amenaza los derechos humanos de estos pueblos. Además, el proceso de otorgamiento de lotes de hidrocarburos se encuentra reñido con el artículo 1 de la Constitución de 1993, el cual señala que la “defensa de la persona humana y el respeto de su dignidad son el fin supremo de la sociedad y el Estado”, y con diversos tratados internacionales de derechos

18 Segunda disposición transitoria del Decreto Ley No. 22.175, Ley de desarrollo de comunidades nativas en Selva y en Ceja de Selva; artículo 5, literal c) de la Ley No. 28.736, Ley de protección especial a favor de los pueblos indígenas en aislamiento y en contacto inicial, vigente desde el 19/05/2006.

19 “Declaración de la UICN” (2004), “Declaración de Belém” (2005) y “Llamamiento de Santa Cruz” (2006).

20 Casos de las zonas de protección etnoambiental en Brasil, la zona de reserva absoluta Toromona en Bolivia y la Zona intangible Tãgaeri Taromenane en Ecuador.

humanos. Ello acarrearía sanciones internacionales para el Estado en el Sistema Interamericano de Derechos Humanos²¹.

Pese a todo esto, Perupetro S. A. y el MINEM no han seguido los compromisos asumidos con algunas organizaciones de la sociedad civil, ni las recomendaciones fundamentadas de la Defensoría. Perupetro S. A. seguía ofreciendo lotes de hidrocarburos que se superponían con reservas territoriales reconocidas jurídicamente por el Estado como áreas donde habitan pueblos indígenas en aislamiento y en contacto inicial. (Cf. Cuadros 3 y 4)

Cuadro 3 Listado de superposición de lotes de hidrocarburos con reservas territoriales para pueblos indígenas aislados de forma irregular hasta abril de 2007			
Empresa Titular / Operador	Lotes en la Amazonía	Departamento / Región	Empresa Titular / Operador
Pluspetrol, Hunt Oil, Sk Corp	88	Cuzco	R. T. Kugapakori, Nahua, Nanti y Otros
Petrobrás	110	Ucayali	R. T. Murunahua / Reserva Territorial Mashco Piro
Sapet	113	Madre de Dios	R. T. Pueblos Indígenas Aislados de Madre de Dios
Total	03 Lotes	03 Departamentos	04 RTs
Elaboración del autor. Fuente: Perupetro. Disponible [30/06/2007] en: http://www.perupetro.com.pe			

21 La Asociación interétnica de desarrollo de la selva peruana (AIDSESP) interpuso dos solicitudes de medida cautelar ante la Comisión Interamericana de Derechos Humanos contra el Estado peruano por la superposición de lotes sobre la RT Nahua Kugapakori (Lote 88 de Pluspetrol) y propuesta de RT Napo Tigre (Lotes 67 de Barrett y 39 de Repsol YPF). La primera solicitud ha sido admitida y se ha cursado parte al Estado Peruano para que responda sobre este peticitorio hasta la segunda semana de septiembre de 2007.

Cuadro 4
Listado de la superposición de la oferta pública de 19 nuevos lotes de hidrocarburos con tierras de comunidades nativas y rts para pueblos indígenas aislados²²

Lotes	Tierras de Comunidades Nativas	Reservas Territoriales para Pueblos Indígenas Aislados
130	Sí	No
131	Sí	No
132	Sí	Reserva Territorial Murunahua
133	Sí	Reserva Territorial Madre de Dios
134	Sí	No
135	Sí	No
136	Sí	No
137	Sí	No
138	Sí	Reserva Territorial Isconahua
139	Sí	Reserva Territorial Isconahua
140	No	No
143	Sí	No
Total	12 Lotes afectarán a comunidades	04 Lotes afectaran 03 RTs

Elaboración del autor. Fuente: Perupetro. Disponible [30/06/2007] en: <http://www.perupetro.com.pe>

Sin embargo, organizaciones de la sociedad civil han llamado la atención de la problemática de las superposiciones²³. Estas denuncias dieron pie a que la Defensoría del Pueblo se pronuncie sobre esta última situación, señalando que el Estado “debe abstenerse de otorgar derechos a particulares que posibiliten actividades de exploración y explotación de hidrocarburos que pongan en peligro los derechos de los pueblos indígenas en aislamiento y contacto inicial.”²⁴

22 Esta relación de lotes contiene solamente los lotes que se encuentran en la Amazonía peruana del bien común (IBC, 2007). Disponibles [30/04/2007] en: <http://www.ibcperu.org.pe>.

23 Comunicado del Colectivo de organizaciones de la sociedad civil ANP-Hidrocarburos, “Por una política de inversión informada e inclusiva. El MINEM y Perupetro S.A. deben detener las políticas de inversión que atentan contra la conservación de la biodiversidad y los derechos humanos”, *La República*, 19/04/2007.

24 “Informe de Defensoría del Pueblo No. 009-2007-DP/ASPMA.CN”, Conclusión 8.

Con respecto a los compromisos asumidos entre el MINEM y las organizaciones indígenas, el 5 de febrero de 2007 se suscribió el Acta²⁵ en la cual el Estado se compromete a reducir los lotes que se superponen con las reservas territoriales Isconahua, Murunahua y de Madre de Dios en el proceso de licitación pública de lotes 2007. Hasta la fecha, Perupetro S. A. y el MINEM no han realizado ningún tipo de acto administrativo o normativo para asegurar el cumplimiento de este compromiso político y jurídico:

“Ante la preocupación comunicada, respecto a los lotes materia de concurso internacional por Perupetro, luego de que se conozca la existencia de inversionistas interesados en alguno de los lotes a ser licitados, la empresa dará a conocer las modificaciones del área de los lotes para evitar superposiciones con las reservas territoriales, declaradas así oficialmente por el Estado”²⁶.

Epílogo: resultados de la licitación pública de los 19 lotes

De los 19 lotes ofrecidos por Perupetro S. A., sólo hubo 13 ofertas de empresas y se otorgaron la buena proporción de lotes en la Amazonía peruana a las siguientes empresas (Cf. Cuadro 5).

25 El acta fue suscrita entre el MINEM, Perupetro S.A., la Presidencia del Consejo de Ministros, el Ministerio de Agricultura, el Instituto Nacional de Desarrollo de los Pueblos Andinos, Amazónicos y Afroperuano (INDEPA) y las organizaciones indígenas AIDSESP y CONAP. Estuvo presente la Defensoría del Pueblo. Poco después, el INDEPA ha sido “desactivado” por Decreto Supremo No. 001-2007-MIMDES del 22/02/2007 y ha sido incluido al Ministerio de la Mujer y Desarrollo Social MIMDES bajo a Dirección General de Pueblos Andinos, Amazónicos y Afroperuano (Reglamento de Organización y Funciones del MIMDES, Decreto Supremo No. 006-2007-MIMDES, 03/07/2007).

26 Párrafo del Acta de 05/02/2007.

Cuadro 5 Listado de la superposición de la oferta pública de 19 nuevos lotes de hidrocarburos con ANP, tierras de comunidades nativas y RTS para pueblos indígenas aislados		
Lote	Empresa adjudicada	Superposición
130	CEPSA Pan Andean Samaraneftegaz	Tierra de Comunidades Nativas
131	Pan Andean	Reserva Comunal El Sira Tierra de Comunidades Nativas
138	Relience Industries SK Corporation Pacific Stratus	Zona Reservada Sierra del Divisor Reserva Territorial Isconahua Tierra de Comunidades Nativas
134	Talismán-Ecopetrol Pacific Stratus	Tierra de Comunidades Nativas
135	Pacific Stratus	Zona Reservada Sierra del Divisor Tierra de Comunidades Nativas
136	Pacific Stratus	Tierra de Comunidades Nativas
143	Consorcio: Korea National Oil Corp, China National Petroleum Corporation, PLUSPETROL Hunt Oil Petrolífera Petroleum	Tierra de Comunidades Nativas
07 Lotes	16 empresas	07 Lotes afectan tierras nativas 03 Lotes afectan 02 ANPs 01 Lote afecta 01 RT
Elaboración del autor. Fuente: Petroperu. Disponible [30/06/2007] en: http://www.perupetro.com.pe		

Es importante resaltar que los lotes (132, 133 y 139) que tenían grandes áreas superpuestas a reservas territoriales no tuvieron ofertas de empresas puesto que las organizaciones indígenas enviaron comunicaciones a muchas empresas para que no postularan por dichos lotes, lo que desincentivó la oferta. No obstante ello, el Estado sigue insistiendo en ofrecer dichos lotes en un anunciado proceso de licitación pública para el 2008²⁷.

27 Disponible [14/07/2007] en: <http://www.andina.com.pe/NoticiaDetalle.aspx?id=135845>

Posibles soluciones: más allá de lo legal

En ese sentido, la relación entre áreas nacionales protegidas y la industria extractiva tiene diversos lazos, entre los cuales encontramos la superposición de lotes, los impactos directos e indirectos de estas actividades como los más importantes.

Una posible solución debe ir más allá de lo legal, teniéndolo como base de respeto y reglas de juego claras, iniciando un proceso de diálogo claro entre los diversos actores (Estado, la sociedad civil y empresas), sobre la bases de conceptos claros, intereses identificados y un proceso que venza la desconfianza histórica entre estos actores. Es pues necesario vencer mitos, aclarar nociones, lograr compromisos de mejores prácticas sobre la base de una ética del consenso y de cooperación, tal como señala Suárez de Freitas:

“La sociedad demanda un acuerdo inteligente entre las industrias extractivas y la conservación de la naturaleza, incluyendo las áreas protegidas, para continuar recibiendo los beneficios de ambas. Esto requiere construir confianza, establecer reglas muy claras, con institucionalidad fuerte que asegure cumplimiento de las normas y una gestión ambiental de alta calidad en las actividades extractivas. Por su parte, las ANP deben ser fortalecidas para su manejo técnico, asegurando el cumplimiento de sus objetivos de conservación, de mitigación de la pobreza y, en ese marco, hacer posible la existencia de actividades que no impidan sino que por el contrario contribuyan al logro de estos objetivos”.

(Suárez de Freitas, 2007).

Por otro lado, es importante reconocer la historia y las malas experiencias de actividades extractivas y asumir ese pasivo social puesto que los conflictos socioambientales aun se viven por todos los actores, aun empresas no comprometidas en ello deben asumir su responsabilidad en exigir a otras mejorar el cumplimiento de altos estándares sociales y ambientales.

Conclusiones

Una primera conclusión es la necesidad de armonizar la promoción de las inversiones sobre hidrocarburos en el país con los principios de derechos humanos y conservación de la biodiversidad. Esto pasa por el respeto mínimo de los estándares actuales, especialmente de la legislación de áreas nacionales protegidas y de los principios y acuerdos del sistema jurídico nacional a favor de la protección de los pueblos indígenas aislados.

Una segunda conclusión es superar la vulneración del marco constitucional y legal de conservación a través de áreas nacionales protegidas y protección de derechos de los pueblos indígenas mediante reservas territoriales. Para ello, el Estado debería abstenerse de seguir ofreciendo y lotizando la Amazonía peruana hasta desarrollar mecanismos eficaces de protección y específicamente, el estudio de compatibilidad para las actividades de hidrocarburos en áreas nacionales protegidas, definiendo los criterios de compatibilidad jurídicos y biológicos.

Cabe acotar que las irregularidades ponen en riesgo la seguridad jurídica de la inversión en el país, no sólo porque no se respeta el marco legal, sino también porque no se informa oportunamente al futuro titular del derecho la relación con otros derechos y otros sistemas jurídicos como el tema de la conservación de la biodiversidad y posibles conflictos socioambientales que la empresa deberá afrontar. De hecho, en nuestros países, es necesaria la inversión pública y privada para el aprovechamiento de los recursos naturales, pero ésta debe ser sostenible, de acorde a los principios de conservación de la biodiversidad *in situ* y el respeto de los derechos de los pueblos indígenas.

En consecuencia, la superposición de los lotes de hidrocarburos con áreas nacionales protegidas, reservas territoriales para pueblos indígenas aislados, otros derechos pre existentes y ámbitos de conservación-protección, no hace más que evidente la ausencia de integración de las políticas de promoción de actividades energéticas de nuestro país con las políticas de conservación de la biodiversidad y protección de los derechos humanos asumidos por el Estado peruano en el ámbito internacional y en su propia legislación nacional. Todo ello nos lleva a pensar en múltiples soluciones como es iniciar un proceso de diálogo entre el Estado, sociedad

civil y empresas, lograr compromisos para mejorar prácticas sociales y ambientales de todos los actores, visualizar la satisfacción de intereses y dotar de seguridad jurídica y social a la sociedad en su conjunto. Esto pasaría por la creación de una institucionalidad autónoma ambiental-social en el Estado y mejorar los niveles de coordinación entre las autoridades competentes, una necesidad de reformular la normatividad para una eficaz conservación y protección de nuestro patrimonio natural, cultural y humano.

Bibliografía

- Canosa Usera, R. (2004). *Constitución y medio ambiente*. Lima: Jurista Editores.
- Carhuatocto, H. (2007). “Estrategias de conservación en situ y desarrollo sostenible”, (manuscrito).
- Gherzi, F.; Luna, P. (2006). “Hidrocarburos y áreas naturales protegidas”. Lima: Plan director para áreas naturales protegidas del Perú, Documento de trabajo.
- Suárez de Freitas, G. (2007). “Áreas naturales protegidas e industrias extractivas. En búsqueda del equilibrio”. IV Congreso Internacional de Legislación de Minería, Hidrocarburos y Electricidad, 21 de junio de 2007, Lima.
- Vriesendorp, C. (2006). *Rapid Biological Inventories: 17. Sierra del Divisor*, Chicago: Field Museum.
- WWF (World Wildlife Fund) (2007). *Áreas Naturales Protegidas Perú*. Lima: WWF-TNC-CI.

Gobernanza ambiental, conservación y conflicto en el parque nacional Yasuní

Paúl Cisneros*

Resumen

En este texto exploramos la relación entre la superposición de extracción y conservación de recursos naturales en el parque nacional Yasuní y la forma en la que los actores locales indígenas quichua participan en conflictos por territorio. Nos interesa mostrar cómo, a través de la participación, se cuestiona el funcionamiento de un sistema de gobernanza ambiental subsumido a las políticas energéticas del país y heredero de un ordenamiento territorial que amenaza la supervivencia física y cultural de los pueblos indígenas. Se encuentra que los procesos de control territorial indígena se han visto afectados por una actuación del Estado basada en una delegación de funciones que ha privilegiado criterios ecológicos y biológicos de intervención sobre la territorialidad indígena antes que criterios de equidad, eficacia económica y legitimidad política. Además, la forma en la que los indígenas se han organizado para participar de las iniciativas de cogestión y en el sistema de gobernanza ambiental del parque, no han podido generar posiciones consistentes con sus objetivos de aumentar el control sobre las dinámicas económico-políticas que afectan su territorio.

Palabras clave: extracción, conflicto, territorialidad, gobernanza.

* Candidato al Doctorado en Ciencias Sociales por la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Sede Ecuador)/programa de Estudios Políticos.

Introducción

Ante los impactos que genera la industria extractiva de petróleo en la amazonía ecuatoriana y específicamente en áreas naturales protegidas habitadas por pueblos indígenas, nos preguntamos ¿cómo hacen estos para formar parte o incidir en las estructuras de toma de decisiones que afectan su la disponibilidad de recursos de los que dependen?

Para responder a esta interrogante, analizamos a lo largo del texto, dos dinámicas que creemos condicionan actualmente el alcance y la efectividad del control territorial indígena en la región amazónica ecuatoriana. Por control nos referimos a la capacidad de influir como grupo en las decisiones que se toman sobre el manejo de los recursos naturales y que se inscriben en un sistema de gobernanza¹ específico.

En primer lugar, nos fijamos en el no resuelto problema de la legalización de tierras comunales dentro y fuera de las áreas protegidas en las que habitan varios grupos indígenas del Ecuador. Su importancia radica en la especificidad de las relaciones que mantienen con otros actores que se encuentran en ellas, la proporción que las áreas abarcan con respecto de la superficie nacional (alrededor del 18 %) y la representatividad de los ecosistemas que albergan. La segunda agrupa las políticas y prácticas mismas de conservación de los recursos naturales que intervienen sobre la degradación de los recursos en los territorios indígenas. Ambas dinámicas se intersectan para dar forma a la situación económico-política que encontramos en la región amazónica a partir de los años setenta.

Para comprender esta priorización, es necesario revisar las políticas y prácticas de extracción que están directamente relacionadas a la forma en la que se desarrolla la actividad petrolera en la región, considerando sobre todo los efectos que la expansión del capitalismo tiene sobre la cultura de los pobladores indígenas de la amazonía. La intención de este estudio es entonces, mostrar cómo la lógica de los procesos extractivos condiciona las nuevas acciones políticas que los indígenas pueden desa-

1 Entendemos la gobernanza como “un sistema institucional que enmarca la acción de los actores sociales y la acción de gobernar y que incluye la política, las políticas públicas y la administración pública” (Prats, 2003: 244).

rollar en función de evitar y/o manejar los impactos negativos de la extracción.

La Amazonía ha sido objeto de más de 350 años de actividades extractivas que han empobrecido a la región progresivamente y el Estado desde que está presente en ella ha sido incapaz de detener la ruptura ocasionada entre las comunidades humanas y el ambiente natural. Esta ruptura es según Bunker (1988) una de las causas por las cuales se crea el empobrecimiento crónico expresado en la calidad de vida de las poblaciones amazónicas.

Las actividades económicas en la Amazonía, amparadas por las leyes y el apoyo del Estado, permiten que se exporten mercancías en un proceso en el cual la extracción de materia y la energía hace que se simplifique el ambiente natural desde el que estos flujos son transferidos. Este proceso de apropiación del espacio y sus recursos afecta al entorno natural, de una manera que éste es cada vez menos capaz de guardar energía y participar en su flujo semi-cerrado de materia y energía. Existe entonces una disminución de las cualidades ecosistémicas, que desajusta las estructuras sociales locales, a través de interacciones complejas que condicionan las estructuras de clase, la organización de la mano de obra, los sistemas de intercambio, las actividades del Estado, las ideologías, creencias y la organización social (Bunker, 1988: 21).

Los grupos étnicos que enfrentan esta dinámica extractivista en los territorios de los cuales extraen recursos y se considerarán aquí como comunidades determinadas históricamente que comparten características objetivas y subjetivas, cuyos miembros reconocen que comparten rasgos comunes y un sentido de pertenencia a una comunidad. Entendemos que la identidad que une a los miembros de estos grupos y los diferencia de otros se puede escoger o se impone y que es el resultado de factores internos al grupo pero también de las relaciones que se establecen con otros grupos étnicos y con el Estado.

La etnicidad tendría según Stavenhagen (2000: 46), dos grupos de componentes básicos que sirven para la identificación de los grupos étnicos, uno objetivo y otro subjetivo. Aquí, se toman en cuenta dos características objetivas: la organización social y el territorio como aquellas que están más directamente relacionadas con la forma de manejar los recursos

naturales del entorno y cuyas consecuencias materiales pueden ser directamente influenciadas por las relaciones con el Estado y los procesos extractivos.

La organización social refiere a la compleja red de instituciones y relaciones sociales que proporcionan consistencia a un grupo étnico más allá de la identidad personal de sus miembros individuales (Stavenhagen, 2000: 40-41). El territorio se considera un campo de poder sobre el espacio², usado por grupos sociales en su práctica de territorialidad, entendiendo esta última como una estrategia de defensa, supervivencia o control social, como un instrumento político. El territorio para los pueblos indígenas, que es el caso que nos ocupa, sería entonces el espacio bajo su control que les permite desarrollar y reproducir los aspectos sociales y culturales de su subsistencia; son espacios de pertenencia ya que se pertenece a ese lugar de la misma forma que todo lo que allí existe (Castro Lucic, 1998).

El camino hacia la cogestión del parque nacional Yasuní

Repasamos lo que ha sido la interacción entre el Estado y los indígenas del Yasuní a través de un recuento de la aplicación de las políticas de conservación y extracción para los actores locales. Nos fijamos sobre todo en las formas en las que los indígenas quichua que habitan el Yasuní ejercen una territorialidad que les permite evaluar constantemente las consecuencias de la expansión de la industria extractiva en sus territorios. Esta evaluación es importante pues como señala Martínez-Alier (1992) provoca que los actores organizados eleven demandas específicas al sistema institucional, las cuales pasan a formar parte de debates científico-políticos en los que socialmente se valoran las intensidades de las externalidades de la expansión de capitalismo.

Nos interesa aproximarnos al contexto estructurante de la construcción y procesamiento de estas demandas en el sistema Estatal. Siguiendo a Fontaine (2005) queremos mostrar que el contexto socioambiental con-

2 Entendemos por espacio al conjunto de las estructuras relacionales que son producto de las acciones de los sistemas y actores sociales, y los marcos estructurales en los que dichas acciones se realizan (Delgado, 2001).

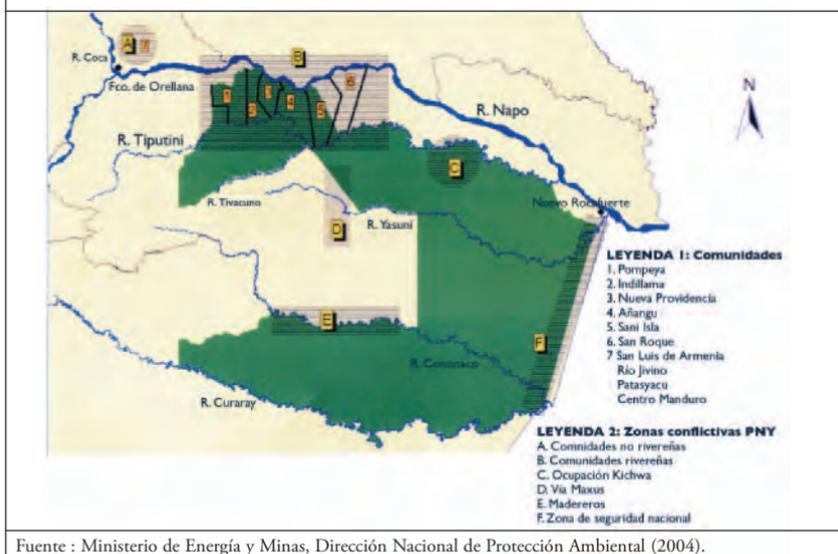
flictivo en este espacio se caracteriza por dos aspectos: primero, la presencia de anomalías, o como plantea Camou (2001), un desbalance crónico entre demandas de la sociedad civil y respuestas desde el sistema institucional que provoca un disfuncionamiento de la gobernanza, es decir en el sistema mismo, en sus instituciones y segundo, en la forma de gobernar y las limitaciones que tiene la misma sociedad para plantear las reivindicaciones que lleven a un proceso de comunicación social que permita formular un nuevo modelo de desarrollo sostenible alternativo, como una opción que permita incrementar el control indígena de sus territorios coadyubando a la conservación. El estudio de caso que se presenta a continuación busca revelar estos dos aspectos entendiendo la forma en la que el extractivismo influencia el cambio social y a su vez la relación entre sociedad y sistema institucional estatal.

La creación del parque Yasuní data de 1979 pero es hasta la creación del Instituto ecuatoriano forestal y de áreas naturales (Inefan) en 1992 que se puede hablar del inicio de la gestión del área. A pocos meses de haber sido creado, el Inefan inicia un proceso de delimitación de la frontera interétnica entre las nacionalidades quichua y huao que habitan el parque, proceso que se emprende para establecer unidades de manejo que permitan trabajar al Estado conjuntamente con los indígenas para conservar la naturaleza y preservar sus formas tradicionales de reproducción social y conocimiento del manejo de recursos naturales (Cf. Mapa 1).

Este período de inicio de actividades se caracteriza por acciones del Inefan como institución líder que trata de integrar a diferentes actores presentes en el área para poder llevar a cabo las iniciativas de conservación y al mismo tiempo vencer algunas de sus propias limitaciones institucionales. Es así como en 1992, a cuatro meses de su creación, dicta una resolución para que la empresa petrolera Maxus³ financie la construcción de instalaciones que sean usadas para investigación sobre los recursos del parque y establezca y financie ocho puestos permanentes para control ambiental. Actualmente existen siete bloques de extracción de petróleo vigentes en el parque y sobre los territorios indígenas (Cf. mapa 2).

3 El bloque 16 fue adjudicado a Conoco en 1990, luego a Maxus y desde 1996 el mismo bloque es administrado por Repsol-YPF (Narváez, 1996).

Mapa 1
Comunidades de la zona de estudio



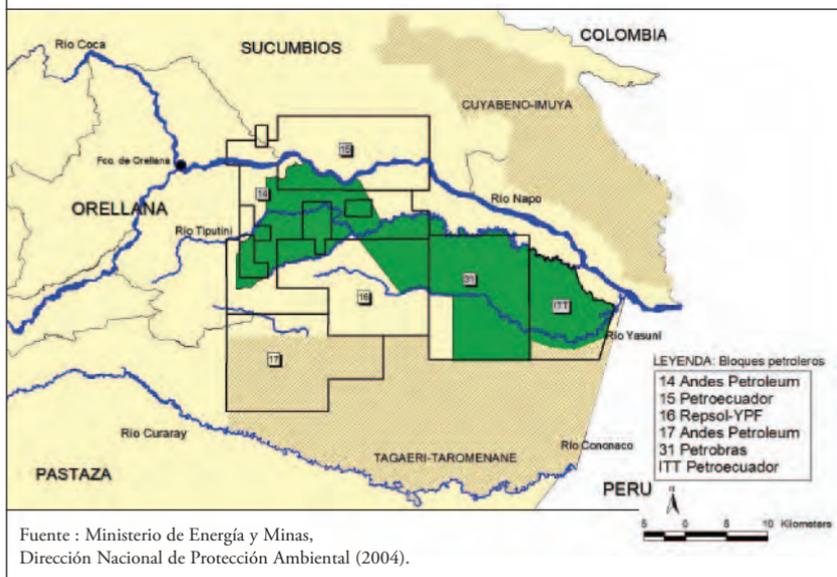
Fuente : Ministerio de Energía y Minas, Dirección Nacional de Protección Ambiental (2004).

El Inefan (suprimido en 1999) empezó a trazar los pasos para una gestión del parque que evidenciaba una visión del Estado en la que los indígenas podían participar de ésta con ciertas restricciones, siendo considerados parte de una unidad de manejo más no tomadores de decisiones propiamente dichos. Ejemplo de esto es el convenio por el cual la FCUNAE y la ONHAE⁴ acuerdan fijar su frontera interétnica en el río Tiputini, en el que las obligaciones establecidas para el Inefan determinan sus funciones para administrar, delegar, establecer orientaciones políticas, dirigir y coordinar la elaboración de un plan de manejo. Mientras que para los indígenas se establece una serie de actividades de control y vigilancia de invasiones en los mutuos territorios en colaboración con los guardaparques y la dirección del parque y la eventual participación en la realización del plan de manejo del área (Coello y Nations, 1989).

4 Respectivamente la Federación de comunas nativas de la Amazonía ecuatoriana y la Organización de la nacionalidad huorani del Ecuador, organizaciones de segundo grado que representan a quichua y huorani.

Mapa 2

Superposición de territorios en el parque nacional Yasuní



En 1996, el Ministerio de Agricultura con la colaboración técnica del BID decide que el Inefan ejecute todas sus actividades, excepto la planificación del presupuesto general y el diseño de políticas nacionales, a través de terceros mediante delegación a ONG y universidades o bien subcontratando a empresas. A partir de esta reestructuración, el Inefan se caracterizó por una limitada capacidad de ejecución y desarticulación en sus acciones por dos factores: la pérdida de autonomía financiera, una vez que los recursos pasaron a ser regulados por el Ministerio de Economía y Finanzas y por otra parte, a la fuerte dependencia de fuentes externas. Una entidad como el Inefan, que había entrado desde su creación en una consolidación rápida por el trabajo con otros actores, fue objeto de los recortes obligatorios por la reducción del tamaño del Estado, a pesar del creciente rol que estaba destinada a desempeñar debido al aumento de actividades económicas extractivas en todo el país.

En 1990, la FCUNAE empieza a gestionar con el Inefan la titularización y adjudicación de tierras que varias de las comunidades de interés poseen individualmente, para lo cual se firma en 1995 un Convenio de cooperación para delimitación y administración de territorios. Este proceso llevado a cabo por el Instituto ecuatoriano de reforma agraria y colonización, posteriormente INDA, y la organización no gubernamental Fondo ecuatoriano populorum progressio (FEPP) logró legalizar territorios para las comunas y centros de la zona de amortiguamiento quedando pendiente el reconocimiento de aquellos territorios dentro del parque, procedimiento contemplado en la legislación como no posible.

El papel de la FCUNAE en estas adjudicaciones es importante y tradicionalmente poco reconocido. A inicios de los años noventa, las comunidades no tenían demarcados linderos fijos, por tanto esta organización cumplía un rol de espacio de discusión de los conflictos por territorio, facilitando la legalización de los procesos institucionales siguientes y asegurando la durabilidad de los resultados de las negociaciones. Es así como en la zona del Napo-Tiputini (Cf. Mapa 1) se logran acuerdos algunas veces de carácter verbales, entre las diez comunidades del presente estudio para que cada una pueda tener un territorio que incluya las varias divisiones y funciones respectivas del territorio en la espacialidad quichua.

Los quichua amazónicos, en general tienen un área llamada *llacta*, territorialmente definida (limitada simbólicamente y establecida alrededor de un *sinzhi yachaj* o *shaman* fundador, en la que el *muntun* o grupo familiar de residencia común, desarrolla su sistema de subsistencia) y, un área de reserva poco intervenida dentro de la cual hacen incursiones ocasionales y que generalmente se encuentra alejada del centro del *muntun* y es conocida como *purina llacta*, a la que sus integrantes realizan expediciones una o dos veces al año para cazar durante varias semanas (McDonald, 1989: 175). Existen variaciones del sistema de rotación de parcelas y el período de barbecho, a las que cada una es secuencialmente sometida dentro de la *llacta* y esto se debe a la introducción de cultivos comerciales y otros factores sociales. El traslado entre *chacras* al dejar las originales en barbecho, es la causa de interminables disputas y las resoluciones de las disputas vienen a unir partes en extensas alianzas externas macro y micro-territoriales las que, mientras exista el conflicto, se desa-

rrollan, no obstante, como un sistema cada vez más sólido opuesto al territorio contiguo (McDonald, 1989: 97).

Un segundo período de interés en el camino de cogestión del área se inicia con la creación del Ministerio del Medio Ambiente en 1996 suplantando al Inefan. El Ministerio tuvo que enfrentar las recomendaciones del BID y otros financistas respecto a la participación de la sociedad civil representada en las ONG, y desarrollar alianzas para una mejor gestión de los recursos naturales a medida de que se intentaba consolidar y se evidenciaba su necesidad de financiamiento. Entre estas experiencias se trabaja en la legalización de territorios de las comunidades de estudio avalada por el Ministerio del Ambiente como parte de uno de los programas del FEPP.

Para finales de los años ochenta (y sobre todo en la época de la firma del Convenio tripartito con el Inefan), las comunidades de Patasyacu, Río Jivino, Centro Manduro y San Luis de Armenia (Cf. Mapa 1), llegan a acuerdos verbales con representantes de las seis comunidades de la rivera del Napo para reubicar las zonas de reserva sobre el margen norte del Río Tiputini. Para ello, realizan trabajos de linderación e inclusive levantamientos topográficos para determinar el área que le correspondía a cada una de las 10 comunidades. A partir de 1998, arranca un proceso de linderación con las comunidades ribereñas y se inicia un proceso de exclusión de las cuatro comunidades que tenían sus *purina llacta* en la zona.

Esta exclusión se explica, por la consideración del FEPP y la WCS (Wildlife Conservation Society) de que las cuatro comunidades no ribereñas nunca han tenido presencia efectiva en este sector y, por ende, no tienen ningún reclamo válido que hacer sobre esta tierra y que es mejor evitar nuevos asentamientos dentro del parque Yasuní para poder proteger mejor los recursos. Ambos, el FEPP y la WCS apoyan su decisión técnica en que el territorio en disputa pertenecía originalmente a los huorani y que la invasión quichua en el parque debe mantenerse en un mínimo posible para asegurar la integridad de éste.

A pesar de que físicamente se logra establecer nuevas linderaciones para las seis comunidades ribereñas en esta zona, existe todavía la necesidad de un instrumento avalado institucionalmente que ratifique las posesiones ancestrales dentro de áreas protegidas. Es así como en 2001, el

Ministerio del Ambiente y la CONFENIAE (Confederación de nacionalidades indígenas de la Amazonía ecuatoriana, de la cual la FCUNAE es filial), suscriben un convenio marco cuyo objetivo principal es establecer el marco para la posterior suscripción de convenios específicos entre comunidades y Ministerio del Ambiente, en base a planes de manejo que permitan garantizar a las comunidades beneficiarias el derecho de uso de los recursos naturales de sus territorios.

El FEPP empieza una cooperación técnica con la WCS, para realizar planes de manejo en el área del Proyecto Yasuní para las seis comunidades ribereñas. Estos planes intentan reproducir la zonificación realizada ya en el centro Añangu como parte del convenio con el Ministerio del Ambiente del año 2001. Añangu fue elegido para realizar pruebas sobre la aplicabilidad de dichos planes; estas pruebas intempestivamente fueron replicadas por el FEPP en el resto de comunidades, lo cual, como se verá más adelante, afectó no solamente el instrumento sino sus relaciones con WCS.

Como resultado la FCUNAE decide no apoyar el desarrollo de las linderaciones que lleva a cabo el FEPP, por considerar que los conflictos por territorio deben ser resueltos de manera adecuada dentro de ésta y que el FEPP no puede unilateralmente excluir a las comunidades no ribereñas de su derecho a tener zonas de reserva o *purina llacta*. El Ministerio del Ambiente reconoce el proceso llevado a cabo por el FEPP sin evaluar la situación de conflicto, considerando solamente que no debe permitir nuevos asentamientos en el parque y esto causa que la FCUNAE se distancie del Ministerio en el tratamiento del problema. El FEPP y la WCS critican a la FCUNAE porque consideran que esta organización está incentivando la colonización del parque.

En noviembre de 2001 se ratifica el derecho de las comunidades ribereñas a extenderse hasta la margen norte del Tiputini, es en este período que la FCUNAE y las comunidades no ribereñas empiezan a buscar financiamiento y aliados con conocimiento técnico para desarrollar planes de uso y manejo para los territorios del norte del Tiputini, a los que consideran territorios ancestrales legítimos donde mantienen sus *purina llacta* y que están basados en acuerdos previos y linderaciones consensuadas en las que se preveía que las comunidades ribereñas podrían solamente extenderse hasta 12 ó 15 km hacia el sur del río Napo y no hasta el río

Tiputini. El acuerdo no se respetó, debido a que los miembros de las comunidades ribereñas consideran que los acuerdos previos a 2001, a los cuales, se habían hecho por los dirigentes sin la necesaria consulta previa.

A pesar de la oposición de la gente de las comunidades al acuerdo “no formal” avalado por el Ministerio del Ambiente, éste ratifica a las cuatro comunidades no ribereñas la posibilidad de que realicen ingresos al área en disputa para llevar a cabo actividades de ecoturismo, pero no permite los asentamientos permanentes.

Los reclamos por uso de territorios de reserva impulsados por la expansión de la industria petrolera de varias zonas alejadas e interiores al parque Yasuní, han generado la necesidad de un cambio en la gestión del área hacia una apertura a las necesidades de las poblaciones locales y, han derivado en conflictos cuya naturaleza está definida por el problema de establecer límites de aprovechamiento de recursos entre grupos específicos basados en el criterio de la ancestralidad. Pero más allá de discutirse este tema tal cual, los actores involucrados plantean un cuestionamiento que se deja leer a veces entre líneas, a veces explícitamente, desde sus posiciones con respecto del desarrollo de los modelos de cogestión del parque. Este consiste en que debería considerarse si la utilidad que el parque presta es mayor que los problemas que su estado de área protegida causa para la conservación de los recursos.

La superficialidad en los temas de gobernanza ambiental

En el 2004 una vez firmados los convenios de uso y manejo de recursos con las comunidades ribereñas, la FCUNAE presenta al Ministerio del Ambiente una propuesta de proyecto para que, junto con el INDA, el Ministerio del Ambiente pueda fijar límites definitivos que permitan buscar una solución al problema de la disponibilidad de tierra que deben afrontar muchas comunidades quichua de la zona de amortiguamiento y, que constituyen el foco principal de futura colonización al interior del parque. El proyecto de la FCUNAE fue rechazado por el Ministerio del Ambiente, aduciendo que el INDA no tiene ninguna competencia dentro del patrimonio de áreas protegidas.

Los avances sobre la determinación de la ancestralidad o no de los territorios se han truncado, dada la dificultad de que una instancia (Ministerio del Ambiente) del Estado aplique los criterios para definir la ancestralidad desarrollados por otras instancias del Estado (INDA), los cuales han mostrado ser eficientes para resolver disputas por tierra en otros lugares del país. El Ministerio del Ambiente, al ignorar las acciones emprendidas por el INDA y rechazar un trabajo interinstitucional, no es capaz de dar una respuesta institucional a las inconsistentes acciones previas que ha tomado. A pesar de la latencia del conflicto y del poco interés aparente de las partes en buscar una solución de largo plazo continúan recrudeciéndose varias dinámicas dentro de la zona, entre éstas: el distanciamiento entre organizaciones no gubernamentales y las comunidades; el aumento de la actividad petrolera y la falla de poner en práctica las zonificaciones.

La institucionalización de los acuerdos ha ayudado a que procesos como el reconocimiento de tierras ancestrales sea más participativo, pero esta institucionalización se muestra muy débil y posiblemente poco sustentable porque no existe la perspectiva de construir un organismo estatal que realmente realice actividades de control y porque éste no toma realmente en cuenta la pluriculturalidad.

Los últimos dos procesos mencionados y que están íntimamente relacionados revelan en realidad las limitaciones que han tenido todas estas actividades en favor de la conservación. Las comunidades situadas desde Nueva Providencia hasta San Roque (Cf. Mapa 1) tienen menos contacto con las actividades hidrocarburíferas, a pesar de que colaboran con las empresas sobre todo en la fase de exploración dentro de sus territorios. El reto para estas comunidades es aprender de los procesos vividos en Indillama, Pompeya, comunidades que están más expuestas a la actividad petrolera, reconociendo también, que necesitan que las actividades petroleras se instalen en sus territorios para tener acceso rápido a infraestructuras, educación y transporte que el Estado no les provee.

Es evidente que el recrudecimiento de los efectos de estas dinámicas afectan la búsqueda de mecanismos eficientes para la cogestión del área protegida. La razón de que el sistema de gobernanza ambiental en general haya llegado a este punto podría ser como lo plantean Adger *et.al.*,

(2002: 4-16), un desbalance en el énfasis sobre uno de los cuatro criterios por los cuales se toman las decisiones ambientales: eficiencia económica, efectividad ambiental, equidad y legitimidad política. Las acciones dentro del sistema de gobernanza ambiental parecen haber privilegiado relativamente el criterio de efectividad ambiental por sobre los otros tres, produciendo así el desbalance.

En el caso de la resolución del conflicto de tierras en el área Napo-Tiputini, el énfasis en diseñar instrumentos que faciliten la efectividad ambiental (entendida ésta como la capacidad de alcanzar un objetivo determinado en el manejo del ambiente) conlleva dejar de lado consideraciones de legitimidad de los actores participantes. Se ha ignorado el criterio de búsqueda del bienestar a través de la eficacia económica, al no involucrar actores que puedan ofrecer reales oportunidades económicas que permitan aumentar el poder de negociación de las comunidades con las empresas. Sobre todo, se ha olvidado los criterios de equidad en el acceso a los recursos que los convenios mismos buscaban garantizar para todos los grupos indígenas. Un enfoque sesgado por la ecología ha distorsionado el alcance y las potencialidades de los instrumentos de gobernanza ambiental que se han podido desarrollar en el parque Yasuní, porque el apego al contexto local institucional ha sido tan pobre que se ha tratado de evitar el tema de la relación del ordenamiento y el control ambiental con el avance de la actividad extractiva petrolera; los convenios de uso y manejo, por ejemplo, no consideran esta realidad.

La búsqueda de la equidad intergeneracional para un grupo de comunidades ha sido resaltada de manera que ha dejado de lado la equidad desde el punto de vista de las consecuencias distribucionales de las decisiones ambientales. La aceptabilidad desde el punto de vista distributivo siempre será limitada al analizar este proceso. En efecto, se deja sin acceso a recursos a otro grupo de comunidades y a sus futuras generaciones, olvidando que las poblaciones locales no necesariamente pueden requerir una distribución de acuerdo a la contribución que hacen para o por la conservación, sino de acuerdo a criterios de necesidad e igualdad como base propia de las decisiones equitativas impulsadas desde el organismo de control.

La sostenibilidad de la naturaleza y la gobernabilidad

Como se ha podido ver en este caso, las demandas generales por territorio y mayor participación en la gestión han generado una respuesta del sistema institucional, pero estas demandas también tienen un rol dentro del contexto de déficit de respuestas que puede generar el sistema.

“No es un Estado o gobierno lo que permite – por sí mismo – gobernar a una sociedad, ni tampoco es la sociedad en sí misma gobernable o ingobernable; más bien, es la relación compleja entre ambos términos lo que nos permite hablar de las condiciones de gobernabilidad”.

(Camou, 2001: 31).

Es entonces comprensible que existan desbalances entre las demandas y las respuestas, que se transforman en conflictos tolerados. Existe sin embargo, un nivel en el cual las respuestas habituales del modelo de gobernabilidad vigente van dejando de ser adecuadas. Un nivel en el que proliferan las anomalías o los desequilibrios inesperados e intolerables desatan una crisis. Para el caso en cuestión consideramos que la crisis no ha llegado. La búsqueda de una respuesta del sistema institucional mediante los mecanismos existentes todavía es el objetivo de los grupos indígenas y el Estado.

En este punto, el grado de los problemas suscitados por el déficit es importante para evidenciar algunas de las características básicas del estado al que ha llegado la relación entre extracción y conservación en el Yasuní. Camou ha identificado cuatro áreas comunes en las cuales se puede llevar a cabo esta medición, áreas que corresponden a la acción de los sistemas políticos⁵: el mantenimiento del orden y la ley; la gestión eficaz de la economía; la provisión del bienestar social y la garantía de los servicios sociales mínimamente adecuados y, el control del orden político y la estabilidad institucional (2001: 39).

5 Sistema político: conjunto articulado de las creencias y valores (cultura), las fórmulas institucionales para la agregación de preferencias y toma de decisiones (tanto formales como informales, inscritas en el régimen, pero también fuera de él), y en las prácticas y relaciones de poder efectivamente vigentes entre los actores políticos de una sociedad (Camou, 2001: 25).

El último punto se refiere especialmente a la capacidad del sistema político para incorporar, restringir o acomodar individuos y grupos que buscan influir en el juego político con arreglos a pautas institucionalizadas, a modo de permitir el flujo eficaz de la toma de decisiones. Los déficits se producirían entonces en algunos casos por las tensiones en el interior del sistema político, fruto de la incapacidad de éste para incorporar nuevas fuerzas emergentes de la sociedad y tensiones interinstitucionales, capaces de generar ineficiencias de gestión (Camou, 2001: 40).

Los indígenas se han incorporado de ciertas maneras al sistema político pero parecen haber aceptado términos no ventajosos para esta incorporación. Estos términos revisados a través de la exposición del caso, que hacen que efectivamente no puedan incrementar la cantidad de poder que les podría asegurar una mayor respuesta a las demandas que plantean al mismo sistema del cual estuvieron excluidos y que en el caso analizado logra dividir sus posiciones, hacer que sus mecanismos de resolución de conflictos sean obviados y su medio ambiente afectado por la extracción. Los dos grupos de comunidades han pedido el diseño de instrumentos que les permitan manejar sus territorios dentro de las perspectivas de manejo del área protegida, pero han dejado de lado los asuntos de la eficiencia de la gestión y las tensiones interinstitucionales.

Para concluir, consideramos que los actores que buscan participar de las decisiones que se toman en el sistema de gobernanza ambiental en el parque nacional Yasuní, han generado propuestas que han sido procesadas por un sistema limitado en su capacidad de acción por la política petrolera y la lógica de funcionamiento de la industria extractiva. En el proceso a través del cual se ha generado la acción para influir en el sistema, podemos apreciar que existe compatibilidad entre los objetivos de los indígenas y aquellos de las organizaciones no gubernamentales, pero que la acción fuera del sistema institucional no permite que tenga el impacto deseado y que sus iniciativas toman una forma defensiva frente a la aplicación de la política petrolera.

Bibliografía

- Adger, N., Brown, K., Fairbrass, J., Jordan, A., Paavola, J., Rosendo, S., Seyfang, G. (2002). "Governance for sustainability: Towards a 'Thick' understanding of environmental decision making". CSERGE Working Paper. Centre for Social and Economic research on the Global Environment. 28 p.
- Bunker, S. (1988). *Underdeveloping the Amazon: Extraction Unequal Exchange and the Failure of the Modern State*. Chicago: University of Chicago Press. 279 p.
- Camou, A. (2001). "Estudio preliminar", en: Camou A. (Compilador). *Los desafíos de la gobernabilidad*. México: Plaza y Valdéz, 15-60.
- Castro-Lucic, M. (1998). *La cuestión indígena: ¿hacia territorios como base cultural o identidad sin territorio?* Tercer Congreso Chileno de Antropología. Universidad de Chile. 11 p.
- Coello, F., Nations, J. (1989). "Plan preliminar de manejo del parque nacional Yasuní Reserva de la Biósfera". Quito: MAG. 121 p.
- Delgado, O. (2001). "Geografía, espacio y teoría social", en: Delgado O. et.al., *Espacio y territorios: Razón, pasión e imaginarios*. Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 39-65.
- Fontaine, G. (2005). "Del manejo de conflictos ambientales a la institucionalización de arreglos: el aporte de las teorías de la gobernanza", en: S. Abreu (Comp.). *Integración, equidad y desarrollo*. Quito: FLACSO-CAF-Embajada de Brasil-Odebrecht, 131-148.
- Martínez-Alier, J. (1992). "El ecologismo de los pobres". *Envío Digital*, 125. Disponible [02/09/2006] en: <http://www.envio.org.ni/articulo/718>.
- McDonald, T. (1989). "Respuesta indígena a una frontera en expansión: Conversión económica de la selva Kichwa en hacienda ganadera", en N. Whitten (Ed.), *Amazonía Ecuatoriana La otra cara del progreso*. 3ra edición. Quito: Abya Yala, 171-199.
- Ministerio del Ambiente del Ecuador (2005). "Análisis de las necesidades de financiamiento del Sistema Nacional de Áreas Protegidas del Ecuador". Quito: MAE. 142 p.

- Narváez, I. (1996). *Huaorani-Maxus. Poder étnico versus poder transnacional*. Quito: Fundación Ecuatoriana de Estudios Sociales. 79 p.
- Prats, J. (2003). “El concepto y el análisis de la gobernabilidad”. *Instituciones y Desarrollo*, 14-15. Barcelona: Instituto Internacional de Governabilitat de Catalunya, 239-269.
- Stavenhagen, R. (2000). *Conflictos étnicos y Estado nacional*. México: UNRISD - Siglo XXI, 1-46.

Huaorani: mundos paralelos, mundos superpuestos y submundos

Iván Narváez Q. *

Resumen

El presente estudio constata que el Yasuní es un espacio sometido a la extracción petrolera y en el cual coexisten categorías de áreas físico-espaciales, jurídica y políticamente diferentes que se superponen, generando niveles de conflictividad respecto a: la integración del espacio, explotación petrolera, políticas empresariales de relacionamiento comunitario asumidas únicamente desde la lógica y racionalidad del capital extractivo y del Estado. Se hace referencia a tres momentos que caracterizan la historia del pueblo huaorani: el de los mundos paralelos en condición de libertad e igualdad entre pueblos originarios de la selva y solamente diferentes por sus especificidades culturales; el de los mundos superpuestos mayormente visibles a partir de la presencia de actores que pueblan la Amazonía en condiciones hegemónicas de dominación; y el de los sub-mundos, para enfatizar las condiciones de exclusión e inequidad a las que ha sido forzado a vivir, por parte del Estado, empresas petroleras, explotadores de flora y fauna. Se ubican elementos que pueden coadyuvar a la implementación de la “política nacional de los pueblos en situación de aislamiento voluntario”, y que pasan por el fortalecimiento socio-organizativo del pueblo huaorani, en cuanto sujeto cultural con las condiciones menos adversas para la interrelación con los pueblos tagaeri y taromenani.

Palabras clave: proceso extractivo, Yasuní, territorio, indígenas, huaorani, derechos colectivos.

* Profesor Investigador Asociado de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Sede Ecuador)/Programa de Estudios Socioambientales.

“Las nacionalidades y pueblos, a lo largo de la historia de la República, han sido excluidos, ya sea como ciudadanos con derechos individuales o como grupos sociales específicos; ello se ha visto reflejado en varios campos, entre ellos la política de Estado [...] La ausencia de equidad, entendida como igualdad y unidad en la diversidad, es un problema estructural, histórico e integral que se manifiesta en las tres condiciones íntimamente relacionadas (de la realidad indígena): inequidad económica, discriminación cultural y exclusión política.”
(CODENPE, 2004, en: Metz, 2006: 20)

Introducción

La defensa de los derechos fundamentales y colectivos, la protección del territorio de los pueblos indígenas y de los recursos naturales están al orden del día. Más aún, existen sistemas de carácter nacional e internacional de protección de derechos. Pero son dos los más relevantes y polémicos: el de la autodeterminación de los pueblos indígenas erigido sobre la base del territorio, los recursos naturales y los procesos identitarios como valores esenciales inscritos dentro de un conjunto de acciones con un enfoque explícito de derechos humanos; y el de la consulta previa e informada conforme al Convenio 169 de la OIT (Organización Internacional del Trabajo), directamente relacionada a la participación ciudadana conforme al Reglamento del artículo 28 de la Ley de gestión ambiental del Ecuador, por ejemplo. En lo expuesto se constata que la dialéctica indígena amazónica a más de jurídica y socio-ambiental, es fundamentalmente política, considerando las relaciones de poder¹ que establecen el Estado,

1 Al tratarse de un espacio en el que se da una superposición de categorías espaciales que coexisten en condiciones de conflicto: territorios indígenas, áreas protegidas (parque nacional, reserva de biosfera, zona intangible), bloques petroleros, la dimensión de que se trata es el medio ambiente, y éste es asumido como un espacio de ejercicio de posiciones de poder, en tales condiciones: “El poder es una relación: no se puede desarrollar más que a partir del intercambio de los actores comprometidos en una determinada relación, pues en la medida en que toda relación entre dos partes supone intercambio y adaptación entre ambas, el poder está inseparablemente ligado a la negociación: es una relación de intercambio por lo tanto de negociación” (Cf. Groizier y Friedberg, citados en: Lapalma, 2001). Efectivamente, pero al darse entre actores políticos y económicos hegemónicos y sujetos culturales en niveles de contacto diferenciado, sometidos a relaciones de poder asimétricas, el resultado es que se profundizan las desigualdades e inequidades.

el capital transnacional y otros agentes endógenos respecto a los sujetos culturales, dentro de condiciones de interrelación asimétricas incontrastables.

En lo que tiene relación a la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE), además de ser parte constitutiva de la cuenca continental, es poseedora de una diversidad cultural conformada por 9 pueblos indígenas que representan 1/3 de la población regional y además, de una reserva bio-genética inconmensurable preservada a través del Sistema nacional de áreas protegidas (SNAP) conforme a la Constitución Política de la República (Art. 86, numeral 3), Ley forestal (Art. 67), Convenio sobre la diversidad biológica, etc. En su conjunto, la RAE ha sido sometida a procesos intensivos y extensivos de extracción de recursos renovables y no renovables, generadores de impactos socioambientales; en el peor de los casos, irreversibles.

Y es precisamente en este escenario y bajo las circunstancias descritas, que se trata de entender la problemática actual del Yasuní, en la RAE, a partir de preguntas y respuestas relacionadas a la integración de este espacio, a la explotación petrolera y políticas de relacionamiento comunitario empresariales, a las estrategias de conservación y desarrollo asumidas por la lógica y racionalidad del capital extractivo y del Estado, y también a las estrategias indígenas adoptadas como instrumentos de resistencia, en cuanto forma de ejercer su libertad.

La aproximación metodológica del tema es sencilla y se diferencian sucintamente tres momentos históricos huaorani²: antes del contacto (mundos paralelos); a partir del contacto (mundos superpuestos); y el

2 Esta categorización es arbitraria y únicamente pretende ilustrar de forma sucinta tres momentos históricos por los que pasan comunidades huaorani: mundos paralelos, refiere la condición de libertad e igualdad entre pueblos originarios de la selva, solamente diferentes por sus especificidades culturales; mundos superpuestos, a partir de la presencia de los colonizadores y demás actores que pueblan la Amazonía en condiciones hegemónicas de dominación; y los submundos, para enfatizar respecto a las condiciones de exclusión, iniquidad, a las que han sido forzados a vivir, por parte de la sociedad nacional, el Estado, empresas petroleras, madereros furtivos, entre otros actores. Este proceso ha sido asumido por el pueblo huaorani sin resignación, y actualmente esgrime un discurso vindicativo lleno de contenido político, exigiendo la autodeterminación, la territorialidad y la inclusión en la toma de decisiones trascendentes que afecten a su pueblo y sociedad en general.

post contacto (sub-mundos). Para el desarrollo del tema, se parte de las premisas enunciadas a continuación.

El Yasuní es un ecosistema emblemático sometido a cuatro categorías de áreas físico-espaciales, jurídica y políticamente diferentes que se superponen, generando niveles de conflictividad y hasta contradicciones antagónicas en la gestión del espacio. A partir de ahí se configura una crisis que está inserta en un contexto de anomia ambiental, caracterizada como un estado-situación que obstruye la eficacia del sistema legal formal, propiciando condiciones de inobservancia de la norma, regulaciones y políticas ambientales públicas contradictorias, debilitamiento institucional y corrupción, en la cual el dispositivo anti-ético radica en *hacer lo que está prohibido, en función de sacar provecho de ello, antes de que otro se anticipe*.

La “política nacional de los pueblos en situación de aislamiento voluntario” es un instrumento técnico-político, cuya implementación eficaz necesariamente requiere del fortalecimiento socio-organizativo del pueblo huaorani, en cuanto sujeto cultural con las condiciones menos adversas para la interrelación con los pueblos del entorno.

Del análisis surgen – más que respuestas – preguntas referidas a la problemática socioambiental del Yasuní, desde la perspectiva de la racionalidad ambiental y de la acción normativa. Se concluye con proposiciones que pueden ser insumo para el debate sobre las políticas socio-ambientales por parte de la administración pública.

La Región Amazónica Ecuatoriana (RAE)

La RAE está circunscrita en un entorno ecológico complejo y alcanza una extensión de 130.802 km²; tiene yacimientos hidrocarbúricos en cantidades comerciales, una reserva bio-genética inconmensurable y una diversidad cultural importante. A partir de la explotación de yacimientos hidrocarbúricos en 1972, cobra mayor importancia económico-política y en un período relativamente corto se convierte en espacio estratégico para la economía nacional. De esta región en 35 años se ha extraído cerca de 3.700 millones de barriles de petróleo y tiene reservas probadas calculadas en 4.630 millones de barriles (Fontaine, 2007: 11). Además ha esta-

do sometida a intensos procesos de integración y el principal actor ha sido el propio Estado. En consecuencia, el proceso colonizador encuentra su punto de apoyo en una fuerza que a la vez dispone del poder político para decidir y de los instrumentos técnico-administrativos para implementarlo. Así por ejemplo, las empresas petroleras transnacionales operan en base a concesiones de bloques otorgados mediante licitación convocada por el Comité Especial de Licitaciones. 17 contratos cubren un total de 3,4 millones de hectáreas (Narváz, 2006: 1).

El proceso de integración amazónica a la vida nacional ha generado una complicada interacción entre los diversos actores que cumplen roles específicos e inciden en diferente grado a nivel social, económico, político y ecológico. Sin embargo, el de mayor preocupación actual es el socioambiental, en la medida en que tiene relación a los cambios suscitados al interior de los pueblos indígenas por efectos de la extracción de recursos naturales, colonización y ampliación de la frontera extractiva bajo los parámetros de la expansión capitalista, cuyos impactos en los ambientes físico, biótico y social han acelerado el deterioro regional, con énfasis en la crisis de gobernanza ambiental poniendo en riesgo el orden establecido.

El estudio de los procesos integracionista y colonizador de la RAE evidencia el rol del Estado en dichos procesos y fundamentalmente de las políticas socioambientales aplicadas en función de sus fines estratégicos; lo que equivale a decir que su protagonismo marca la direccionalidad de las políticas ejecutadas por el propio Estado y demás agentes: empresariales, misionales, institucionales, burocrático administrativos, militares, etc. No obstante, el Estado ha delegado gran parte de su responsabilidad social a las empresas petroleras sin considerar: la nula especialidad de las empresas en este campo ni el sólo interés crematístico o geopolítico que les anima, y menos tomando en cuenta la cosmovisión indígena en la formulación e implementación de los proyectos que afecta a estos pueblos. Conforme lo relata Ziegler (2004: 4), la explotación petrolera a gran escala en territorio huaorani se incrementa a partir de los años 1980, aunque todo el Oriente se ha sido dividido en bloques para la explotación y explotación petrolera a través de diferentes compañías.

En definitiva, la ausencia de un verdadero plan de desarrollo de la Amazonía ha dado lugar a una mayor ingerencia de las empresas petrole-

ras, pero este hecho ha motivado a los pueblos indígenas a adoptar estrategias adaptativas y otras tendentes a exigir que el Estado cumpla con su fin último, mejorar la calidad de vida de sus asociados. Para el efecto, han recibido el apoyo de grupos ambientalistas nacionales (Acción ecológica, Amazonía por la vida, y otros); e internacionales como la Danish Ibis Foundation, y ambientalistas como John Kane, Andy Drumm y Judith Kimerling (Ziegler, 2004: 5).

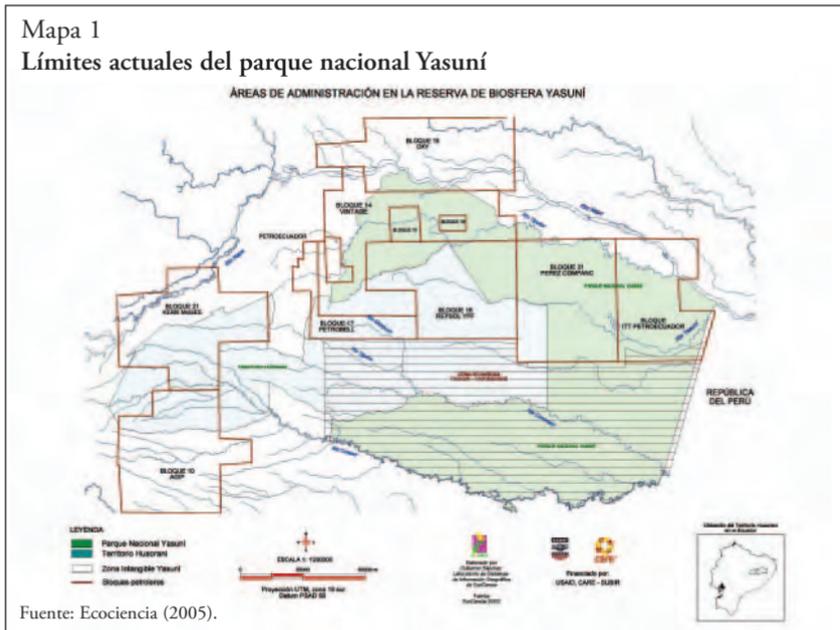
Áreas protegidas en la RAE

El Ecuador tiene establecido desde 1976 un sistema de manejo del territorio en función de la conservación, a través del SNAP, conforme a la Constitución Política (Artículo 86 numeral 3) y la Ley forestal (Artículo 67). Desde las instancias oficiales los objetivos de conservación tienden a garantizar la preservación de la diversidad biológica y la oferta de bienes y servicios ambientales en el contexto del desarrollo y dinámicas regionales, provinciales y municipales, además, mejorar la calidad de vida de la población humana a través del mantenimiento de los procesos ecológicos, y culturales asociados; además garantizar la oferta de bienes y servicios ambientales que demanda la sociedad. La misión del SNAP es generar un proceso de interacciones armónicas y efectivas entre actores sociales y la naturaleza, consolidando el ordenamiento ambiental del territorio. Conforme a la evolución de las políticas de conservación a nivel internacional, el Ecuador asumió el proceso de construcción del SNAP, que se ha ido perfeccionando en el tiempo aunque con magros resultados debido a la deficitaria gestión institucional y debilitada masa crítica ambiental.

El parque nacional Yasuní (PNY) fue creado en 1979, con 679.730 ha. En 1990 se redefinieron sus límites mediante Acuerdo Ministerial No. 192, R.O. 408, y el 2 de abril del mismo año se dejó el bloque 16 fuera del PNY, porque dicha área al siguiente día pasó a formar parte del territorio huaorani. En 1989, la UNESCO declaró la Reserva de biosfera Yasuní, con la misma delimitación que el parque. En 1992 fue modificado a una extensión de 982.000 ha. mediante D.E. No. 552, R.O. Suplemento 121 del 2 de febrero de 1999, se establece la Zona intangible

Mapa 1

Límites actuales del parque nacional Yasuní



Fuente: Eociencia (2005).

tagaeri - taromenani, en la zona sur del parque, esto significa que esta área está vedada a perpetuidad para operaciones extractivas de recursos naturales. En el 2007 se concluyó la delimitación de la zona intangible, con aproximadamente 758.051 ha. y consta en el R. O. No. 1 del 16 de enero del 2007, D. E. 2187.

En el PNY se extiende en las cuencas de los ríos Napo, Yasuní, Cononaco, Nashiño, Tiputini y varios afluentes del río Curaray. Es uno de los lugares con mayor diversidad de aves en el mundo y donde se han registrado 567 especies: tiene 173 de mamíferos, 79 de murciélagos, 105 de anfibios y 83 especies de reptiles, documentadas; además alberga el 46 % de todas las especies de mamíferos del Ecuador. Posee 10 de primates, y cabe tener en cuenta que siendo su área de sólo 9.082 km², protege cerca del 40 % de todas las especies de mamíferos de la cuenca amazónica que tiene un área de 6.683.926 km². El PNY es el área con el número más alto de herpetofauna en toda Sudamérica (Oilwatch, 2005: 7). A su interior viven los pueblos indígenas quichuas, shuar y huaorani y los clanes tagaeri y taromenani (Cf. Mapa 1).

Impactos socioambientales del proceso extractivo petrolero en el Yasuni

De la crisis ecológica en el PNY aún no existen datos oficiales que cuantifiquen en términos exactos los daños causados, únicamente la experiencia negativa de lo que ha sucedido en el nororiente por la explotación petrolera y colonización, hace presumir que las consecuencias de los impactos serán iguales o peores, en base a los siguientes datos: en los últimos 35 años las compañías han extraído aproximadamente 3.700 millones de barriles de petróleo de la RAE, casi sin ningún control ambiental o de salud pública (Kimerling, 1993; Narváez, 2006; Misión de verificación del parque nacional Yasuni, 2004) no se puede extrapolar así los impactos que se observaron en un área y un período distinto y al margen de reconocer que actualmente existe una normativa ambiental rigurosa, instrumentos de evaluación ambiental, tecnología apropiada para una extracción limpia, en la práctica la contaminación sigue su rumbo inalterado y el proceso de devastación biofísica parece irreversible y están presentes en las fases de sísmica, exploración, perforación, producción, almacenamiento, transporte, industrialización, distribución de derivados.

Huaorani (mundos paralelos)

El huaorani, al igual que otros pueblos amazónicos dispone de una forma de organización social y de relacionamiento con la naturaleza sustentada en principios básicos que establecen una visión del ser humano, no como dueño, sino como parte integrante de aquella, a la que pertenece pero no la domina. La supremacía de la comunidad sobre el individuo, la reciprocidad y la redistribución antes que la acumulación de bienes y recursos, los valores éticos y espirituales en relación con el entorno natural le son fundamentales. Su racionalidad económica no es de acumulación sino de uso respetuoso de los recursos naturales en función de los intereses colectivos. En consecuencia, la economía indígena se rige por principios de reciprocidad y de igualdad para acceder a los recursos que requiera (Franco, 2002; Ziegler, 2004. 9).

La historia del pueblo huaorani es aún poco explorada, por lo que su origen étnico y familia lingüística continúan siendo materia de especulación. Lo concreto tiene relación a estudios antropológicos realizados por científicos sociales a partir de la segunda mitad del siglo XX, y particularmente por el Instituto lingüístico de verano (ILV). Toral y Crespo (1989) reseñan que este pueblo en épocas remotas habría sufrido el empuje de las migraciones internas que avanzaban desde el Brasil, motivadas por la explosión demográfica de los tupi-guarani y de los arawak, razón por la cual habría ascendido por los ríos hasta la caja de selva.

Sin embargo, también de estas zonas posteriormente habría sido replegado hacia lugares inter fluviales más bajos, ubicándose definitivamente en un territorio comprendido entre los ríos Napo al norte y Curaray al sur, al este la línea divisoria del meridiano 76° y al oeste la región del río Arajuno – más específicamente entre el Tigüeno y Oglán al oeste del Napo y al norte del Curaray – a partir de las estribaciones orientales de la cordillera de los Andes.

Santos Ortiz (1984) argumenta que su entronque racial y lingüístico con los guaraníes clásicos es muy improbable por razones de genética y lingüística y que varios autores han llegado a pensar que estos huaorani son actualmente pequeños grupos islas dentro de la gama de los pueblos amazónicos. El huao está consignado como “sin clasificación”; aunque para Steward y Faron y Swadesh puede agruparse según filios más comprensivos. El Ministerio de Educación (1975: iii) enfatizan que los descubrimientos realizados por investigadores del ILV no han dado ninguna indicación a la dirección que el grupo huao podría tomar, con relación a las siete familias lingüísticas representadas en el Ecuador, y concluyen afirmando que este es un hecho de: “diferencias dialectales resultante de un caso raro de aislamiento social” (Ministerio de Educación, 1975: ix, citado en: Narváz, 1996).

Rival (1994: 258) sostiene que las descripciones hechas en los siglos XVI, XVII y XVIII de los pueblos que habitan esa región son confusas y nada fidedignas, y que un término no derogatorio para designar a los huaorani – pueblo cuya filiación lingüística no se ha determinado – era “aus-hiri” y se suponía que este término era etnográficamente correcto, ya que aparecía frecuentemente en los escritos misioneros sobre la región del

Napo-Curaray; concluye afirmando que los ‘aushiri’ no eran huaorani sino záparo.

El nombre “huaorani”, castellanización del autóctono waodadi (fonéticamente [waoráni], “gente” es plural de la palabra wao “persona”, que se escribe “huao” en la ortografía castellana (Peeke, 1979: 5).³ El concepto más amplio de relación social está definido por el término “huaorani”, en oposición a “cowode”. Dada la diversidad de fuentes respecto al origen huaorani, únicamente referiremos a Rival (1992: 129), para quien el “sistema tradicional huao”, se refiere a aproximadamente 100 años de su historia, 1850 porque los primeros datos confiables sobre ellos no van más allá de mediados del siglo XIX, y 1960, porque los aceptaron la presencia de los misioneros desde ese año en adelante, y entraron en la era del post-contacto.

Sostiene que los huaorani pertenecían a la categoría de indios salvajes – cuyo epíteto generalizado es aucas⁴ – no contactados hasta mediados del siglo XIX, quienes en su feroz aislamiento, se recluían en el interior de la selva. Sólo en la época del auge cauchero se encuentran datos específicos sobre esta etnia, principalmente en informes de ataques e incursiones, o de raptos de niños huaorani. Época de grandes movimientos demográficos en la región del Napo y del Curaray, en la que la apropiación de cauchoales, creación de haciendas y destacamentos militares intensificó la necesidad de mano de obra indígena e incentivó la migración hacia el este de los indígenas quichuas de la montaña (Rival, 1994: 258). De lo expuesto se deduce que:

- 3 Aunque al contrastarse con los animales o los seres sobrenaturales, cada ser humano es un wao, la primera aplicación del término es a una persona indígena de la tribu huao, o sea un “auca” (Peeke, 1979). “Auca” es un término derogatorio quichua para los bárbaros de la selva y que se ha popularizado. Toda vez que los “aucas” creen que el suyo es el único mundo de verdad, ellos se llaman a sí mismos “huaorani”, o gente. Cualquier otra persona es un “cowode” - Cuwudi - un ser extraño de un mundo foráneo no aprehendido (Seilder-Baldinger y Broennimann, 1981). Según Rival (1992: 129): “aucas” era el nombre común para los huaorani en los comienzos del siglo, usado por misioneros y viajeros para referirse a todas las tribus rebeldes.
- 4 Durante el período de la dominación incásica, el Inca Tupac Yupanqui (1418 -1482) se supone que intentó subyugar a los aucas, lo indios salvajes de la selva al otro lado de la Cordillera Oriental. Fue en vano. Su campaña militar, sin embargo, promovió la extensión del idioma inca, el quichua, que consecuentemente reemplazó los idiomas de algunas tribus de la Amazonía para siempre. De ahí en adelante, la palabra auca, que significa “guerrero, salvaje, hostil” en quichua, fue utilizado por los españoles como un término colectivo para todas la tribus no cristianizadas del Oriente. Este hecho ha impedido la identificación de los grupos mencionados en las fuentes españolas con los huaorani -aucas de hoy en día (Seilder-Baldinger, Broennimann, citados en: Narváez, 1996).

“[...] es debido a la violencia generada por las invasiones expansionistas en su territorio que los huaorani fueron identificados, a la larga, como un grupo cultural distinto y temido [...]. Sin embargo, no fue sino en 1940 al comienzo de la exploración petrolera y en las áreas próximas a las poblaciones de Shell Mera y Arajuno, que los huaorani monopolizaron la atención de los misioneros. Hasta 1956 en realidad, nada se conocía sobre su cultura o su sociedad”.

(Rival, 1994: 258).

Huaorani (mundos superpuestos)

Este pueblo tradicionalmente ha sido un pueblo igualitario. De acuerdo a varios estudios antropológicos, la huaorani era la sociedad indígena con menos división del trabajo dentro de las familias. A la cacería salían hombre y mujer que convivían juntos y compartían las tareas de la casa, de la chacra y de la crianza de los niños. Estos patrones culturales se modificaron partir del contacto con la civilización occidental y por la incidencia del proceso extractivo que alteró drásticamente la organización socio-cultural. En consecuencia, la pacificación iniciada por el ILV y el proceso petrolero marcan la consumación de los mundos superpuestos.

A partir de 1937 aproximadamente, con las primeras exploraciones de la compañía Royal Dutch Shell para explotar hidrocarburos en Arajuno, provincia de Pastaza – sitio enclavado en uno de los puntos estratégicos del territorio huaorani – tienen lugar los primeros contactos violentos (Narváez, 1996). En la década de los años 70, la ofensiva capitalista a través de la industria petrolera los sitia por todos los frentes. En 1964, la Texaco y Gulf reiniciaron las actividades abandonadas por la Shell y hacia 1971 las intensifican. En 1976, la Compagnie générale de géophysique (CGG) establecida en Pañacocha a 150 km del Coca, río abajo, realizaba trabajos de prospección en su territorio. A partir de entonces otras compañías como la Esso Hispano Oil (bloque 8), Petrocanadá (bloque 9) y el Consorcio Braspetrol-Aquitaine-Britoil (bloque 17), y debido a la sedentarización y pacificación de los grupos huaorani impuestas por el ILV, la relación empresarial con la etnia ha sido más viable.

En 1986 se firma un contrato de prestación de servicios con la empresa estadounidense Conoco para la exploración y explotación de petróleo en el bloque 16. En 1991, el Ministerio de Energía y Minas autoriza la transferencia de derechos y obligaciones de Conoco a Maxus.

En 1996, Maxus sale del país y queda la empresa argentina YPF como operadora. A finales del año 1999 se conforma el consorcio argentino español YPF-Repsol y es responsable legal de la operación del bloque 16. Otra empresa petrolera que operó dentro del parque Yasuní fue la Vintage que desde 1999 reemplazó a la compañía francesa Elf en el bloque 14 y en el 2004 la empresa Encana se incorpora a la operación del bloque 17, Perenco-OMV estuvo en B-21. En la octava ronda de licitaciones en 1996, se le concedió a la empresa Pérez Companc la operación del bloque 31 que se encuentra totalmente dentro del parque nacional Yasuní.

En el 2002 transfirió sus acciones a Petrobras (brasileña) en el gobierno de Gutiérrez se comprometió los últimos territorios huaorani entregando concesiones a Petrobras y a EnCana (Canadiense) en el B-31 (Misión de verificación del parque nacional Yasuní: 2004: 21-22). Otra empresa que operaba en el área de amortiguamiento del PNY fue la compañía estadounidense Occidental que ingresó al país con la primera ronda petrolera en 1982 y operó en el B-15 hasta el 2006, cuando fue declarada la caducidad del contrato por inobservancia del mismo y dicho bloque se transfirió al Estado. Se constata que alrededor del 60 % del parque nacional Yasuní está concesionado a empresas petroleras transnacionales.

Otro proyecto pendiente que involucra al parque nacional Yasuní abarca los campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini (ITT) ubicados al este del área protegida. Según Petroecuador, empresa estatal que realizó la prospección de estos campos en 1992, se encontraron reservas de alrededor de 700 millones de barriles de un crudo pesado de entre 15° y 18° API. Al 2004, según el Instituto francés del petróleo, una vez interpretada la información de la sísmica 3 D, las reservas probadas y probables del ITT alcanzaron los 920 millones de barriles de petróleo. Según el Ministerio de Petróleos (*El Comercio*, del 19 de agosto del 2007, página 11) el potencial del campo ITT podría llegar a 1.531 millones de barriles.

En consecuencia, se le superponen otros mundos: el de las misiones⁵, aquel del ILV, el de las transnacionales petroleras y el del Estado, pero

aunque su realidad social continuaba siendo crítica, la madurez socio-política y organizacional huaorani empezaba a emerger. Este proceso ascendente de relaciones permite observar la existencia de una asintonía entre las acciones del ILV, misiones y la Compañía Maxus, y permiten diferenciar la intensidad del nuevo modelo de intervención empresarial, ya que para la transnacional petrolera el terreno no era virgen y ella extra-pola su intervención con base en instrumentos administrativos-jurídicos, políticos y una mayor disponibilidad de información que los anteriores agentes. Actualmente se puede observar que debido al proceso de integración la estructura socio-económica huaorani ha sido objeto de profundas transformaciones.

En todo caso, las empresas petroleras son estructuras de poder que generan relaciones de dominación y dependencia y debido a la intensificación de dichas relaciones, “muchos” son los individuos huaorani que de indígenas libres, han pasado a convertirse en trabajadores asalariados.⁶ Sin embargo, al margen del carácter de dominación inherente a toda empresa, hacia 1993, según Kimerling (1993: 116) les sirven para que les entreguen obsequios, aunque en un primer momento, eso no significa que los huaorani

- 5 Los misioneros, intencional o no-intencionalmente actúan como agentes del capitalismo, y el Estado ecuatoriano con la adopción del paradigma del desarrollo regional, incluyendo educación e infraestructura, inculca la ideología capitalista, logrando prácticas socio económicas características de las relaciones económicas capitalistas (Ziegler, 2004: 10). Por su parte Kimerling (1996: 180) enfatiza que las compañías petroleras extranjeras trabajando en el Ecuador, Texaco entre otras, tiene una larga historia de colaboración con los misioneros evangélicos para pacificar tanto a los huaorani como a los otros pueblos amazónicos. Existe una clara concordancia de intereses, no sólo entre las compañías petroleras y los misioneros, sino entre estos dos grupos y el gobierno ecuatoriano, que ha permitido y a veces ha participado en las actividades de pacificación, una actitud consistente con su punto de vista general, según el cual, la Amazonía es una frontera que tiene que ser conquistada y los pueblos indígenas deben ser asimilados a la cultura nacional dominante.
- 6 Efectivamente en la etapa anterior a la Maxus, tres compañías que operaban dentro de la reserva huao, habían modificado su forma habitual de planificar su trabajo, y sus equipos estaban casi exclusivamente compuestos de trabajadores huaorani. Laura Rival ha estudiado los problemas que salieron a la superficie cuando las compañías de petróleo comenzaron a trabajar en la reserva (Rival, 1992), aunque no es posible establecer en términos específicos cuántos huaorani han trabajado para las empresas petroleras, durante cerca de tres décadas de explotación de hidrocarburos en la región; se puede informar que Maxus contrataba perentoriamente cada tres meses, entre 30 y 40 individuos, para la ejecución de actividades como vigilancia, desbroce, guías, etc. Actualmente, las empresas han incorporado a huaorani como trabajadores de planta en actividades que ya no sólo son de vigilancia.

consintieron la exploración petrolera dentro de su territorio. Pues, un consentimiento implica consultas previas, un entendimiento del desarrollo de las actividades petroleras y de lo que éstas significan para su futuro. Como miembros de sociedades igualitarias los huaorani exigen un reparto mutuo de los bienes personales, no obstante, las empresas impusieron sus condiciones y ello consuma la configuración de los mundos superpuestos.

En este contexto la Confederación de nacionalidades indígenas de la Amazonía ecuatoriana (CONFENIAE), conociendo que tras las petroleras viene la destrucción de los pueblos amazónicos, inició un proceso de acercamiento al pueblo huaorani y promovió la adjudicación y legalización de su territorio; posteriormente trató de organizar a la etnia bajo la matriz adoptada por las demás pueblos indígenas amazónicos, y legalmente establecida por el Estado a través de la Ley de comunas; a fin de que sus planteamientos reflejen una postura política orgánica que trascienda lo meramente material. En efecto, hacia 1989, con su respaldo se organizó la ONHAE, pero la nueva organización no cumplía el rol protagónico buscado (Narváez, 1999: 46).

Con la intervención de la empresa petrolera Maxus auspiciada por el Estado, se impulsa y consolida orgánicamente la ONHAE. La empresa decide una agenda de actividades y fija la realización de un Congreso, financia todos los gastos y contrata avionetas para trasladar a los delegados al punto de encuentro. Para entonces, ya existe un sobredimensionado equipo de técnicos sociales al servicio del Departamento de relacionamiento comunitario de Maxus, con la suficiente confianza y amistad con los principales líderes de las comunidades huaorani. En este sentido, la ONHAE fue impulsada por la necesidad de la empresa petrolera, en función de tener un interlocutor político, y tal como lo previó la transnacional le sirvió para aprobar el “Plan de relacionamiento comunitario” y para su aprobación y suscripción se desplazó a la comunidad huaorani de Kiwado el 13 de agosto de 1993, el Presidente de la República. Si tradicionalmente los líderes comunitarios eran los ancianos y las decisiones las tomaba la comunidad en su conjunto, en la nueva modalidad organizativa impuesta en la ONHAE participan jóvenes que hablan español y con más propensión a las negociaciones dado su mayor entendimiento con los/las relacionadores/as empresariales. En esa época las decisiones ya no

fueron adoptadas conforme a la tradición.

Con el tiempo los huaorani se han dado cuenta que las empresas utilizan las demandas de las comunidades como un dispositivo para fomentar el clientelismo y mantener dividido al pueblo. Observan que los “nuevos líderes” son más cercanos a las empresas y que disponen de innovadas estrategias para transar aspectos que han variado sustancialmente y que tienen connotaciones diversas: económicas, sociales, políticas, etc., desde una perspectiva más bien pragmática e inmediatista.

De lo expuesto se deduce que los huaorani han sido duramente golpeados por el modelo extractivista, en el cual las empresas hasta se arrogan funciones del Estado, como la de planificar el “desarrollo de la nacionalidad” desde la lógica y racionalidad empresarial hidrocarburífera. Además, haciendo donaciones comunales e individuales en forma discriminatoria, suscriben convenios de desarrollo local, salud o educación, sin criterios integrales y menos respetando la cultura huao. Conforme los sustenta la ONG ecologista Oilwatch:

“[...] estos proyectos se utilizan para convencer a las comunidades a renunciar a sus derechos, por la expectativa de recibir donaciones. Pero cuando las empresas incumplen, como sucede por regla general, las empresas responsabilizan al Estado de cualquier problema. Esto provoca un escenario de carencias, conflictos y de limitaciones que el Estado no puede solucionar.”

(Oilwatch, 2005:37)

“En el proceso de superposición (petróleo-huaorani) es relevante destacar y analizar el impacto de la construcción de carreteras por las petroleras. En primer lugar, la Vía Aucas (115 km. desde la ciudad de Coca hasta el río Tigüino), fue abierta por Texaco (USA) y el Gobierno ecuatoriano hacia finales de los años 60 y desde su comienzo fue de tránsito libre, es decir de responsabilidad del Estado. En segundo lugar, la Vía Maxus (100 km., abierta por Conoco (USA) y concluida por Maxus, ahora al cuidado de YPF -Repsol), parte de Pompeya en tierras kichwas, en la margen derecha del Napo y se interna, durante su mayor extensión, en el parque Yasuní. Está controlada por la propia petrolera que impide el acceso a quienes no sean habitantes tradicionales kichwas o huaorani dentro de la

zona. Allí no han ocurrido invasiones, muertes, o atropellos; pero si tiene un fuerte impacto desculturizador e impresiona el atrevimiento de la petrolera al haber hecho de esta vía una ‘propiedad privada’”.

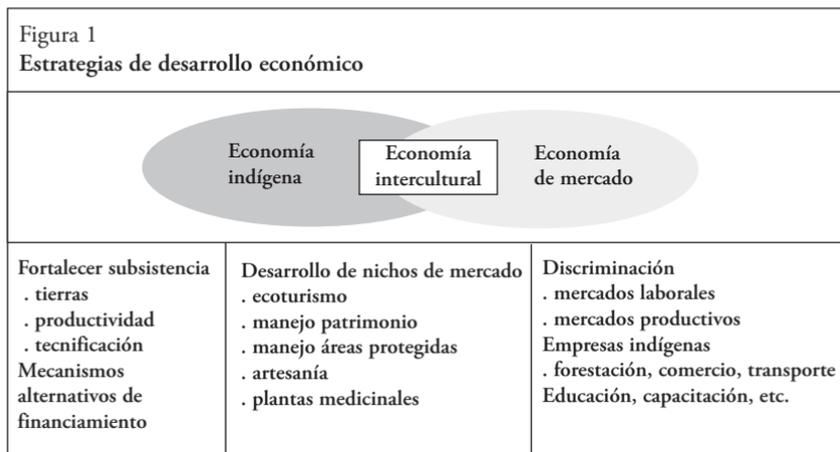
(Brackelaire, 2006: 37).

Superposición de “espacios” en el territorio indígena huaorani

El Estado ecuatoriano reconoció derechos ancestrales y otorgó títulos de tierras al pueblo huaorani por primera vez en el gobierno de Roldós-Hurtado en 1983, con la entrega de la reservación de Oglán o “protectorado”, en una extensión de 66.570 hectáreas, ubicadas al sureste de su territorio tradicional. En abril de 1990, el gobierno de Rodrigo Borja adjudicó 612.560 ha que no representaban sino la tercera parte de su territorio tradicional. En la adjudicación consta un literal expresando: “los adjudicatarios no podrán impedir o dificultar los trabajos de exploración y/o explotación minera e hidrocarburífera que realice el Gobierno nacional y/o personas naturales o jurídicas legalmente autorizadas”.

Sin embargo, dadas las condiciones de iniquidad e inequidad generadas por el proceso integracionista, y debido al funcionalismo del que es objeto la economía amazónica, pretendiendo paliar o superar la crisis socioeconómica de la que son víctimas, implementan estrategias de uso del recurso como la siguiente (Cf. Figura 1).

Al margen del esfuerzo huaorani por consolidar su autodeterminación, lo palpable es la superposición de dos mundos: el occidental (empresario-estatal) hegemónico y neocolonialista; sobre el mundo indígena, socio-culturalmente vulnerable, políticamente excluido y económicamente subordinado al asistencialismo empresarial petrolero, al mercado, al consumo, al submundo que también entraña la modernidad.



Huaorani (sub mundos)

La etno-historia registra que el huaorani era un pueblo libre, itinerante y guerrero eficaz, por lo que es imposible comprender la cultura huaorani sin el referente de la guerra. De hecho, ésta es una expresión cultural enraizada en su cosmovisión, una óptica que asume a la muerte no como el final de la vida, sino como el medio para alcanzar una dimensión suprema, el *nanicabo* “superior”, al cual sólo acceden quienes han muerto en guerra, por causa de la lanza. En este sentido, la muerte en sí no es motivo de temor, sino de cómo una persona muere y hacia donde va después (Franco, 2002: 7).

No obstante, su aislamiento en la profundidad de la selva y el contacto fue violento y giró en torno a la extracción del caucho a finales del siglo XIX e inicios del XX. Entonces, los caucheros sometieron infrahumanamente a miembros de este pueblo para integrarlos a la explotación de este recurso como mano de obra esclavizada; así empezó su inserción a los submundos de la pobreza, marginación y dependencia.

A finales de la década de los años treinta, se reproduce la historia dando lugar a nuevos contactos con las petroleras que hacían prospección sísmica en las áreas que ahora se conocen como Shell, Mera y Arajuno.

Posteriormente en 1956 con la muerte de los misioneros evangélicos en Palm Beach – riveras del río Curaray – se marca el inicio del proceso de occidentalización huaorani. A partir de entonces se consolida la relación con el ILV en su afán evangelizador y civilizatorio de los “salvajes”, con lingüistas de la Universidad de Oklahoma expertos en estudiar “culturas primitivas”, con otras misiones religiosas y demás agentes aculturadores. Se acelera su integración a la sociedad nacional, cuyas secuelas, por la forma en que se dio dicho proceso, relegaron a los huaorani a condiciones sociales denominadas de “último nivel” y éstas fueron elemento propiciatorio para ser calificados como “salvajes”, “caníbales” e “incivilizados”, tanto por actores interesados en que eso suceda, como por sectores indígenas amazónicos que mantenían diferencias culturales y disputaban recursos de los mismos espacios a los que acudían aquellos.

En la década de los años 1970 alrededor de siete empresas petroleras incursionaban en territorio huaorani, lo que se traduce no sólo en el montaje de infraestructura técnica para la exploración y explotación hidrocarbúrica, sino en la intensidad del contacto a partir de la construcción de carreteras y de la apropiación de formas culturales ajenas como fuentes de consumo (Franco, 2002: 4).

El itinerario del pueblo huaorani ha sido tortuoso y ha estado signado por la violencia (no sólo por la de carácter cultural sino por aquella típica de la frontera extractiva en proceso de ampliación), por la ausencia del Estado como ente garantizador de derechos y por la inexistencia misma de un marco normativo que establezca las condiciones jurídico-políticas básicas, dentro del cual debía desarrollarse el proceso extractivo, en función de evitar la agresión y en el peor de los casos el etnocidio. Basta con recordar que a la región amazónica se la asumía como “baldía” o tierra de nadie, y esta fue la dimensión que marcó la transgresión de los derechos humanos y políticos que habían de reconocerse a los pueblos ancestrales.

Los años 1990: el inicio del fin (relacionamiento comunitario, cooptación de dirigentes indígenas, manipulación empresarial)

La extrema fragilidad socio-organizacional huaorani lo hacía un pueblo mayormente vulnerable al impacto de las acciones de agentes externos, de las transnacionales que operaban en su territorio, en particular de CONOCO desde 1986 y luego de Maxus hasta 1996, posteriormente Repsol-YPF, interesadas en implementar un inusual “Plan de relacionamiento comunitario” que por su magnitud y particulares objetivos constituyó el primero de esa naturaleza en América Latina; el objetivo era aplicarlo a todo el pueblo, a toda la nacionalidad. Para el efecto se estableció la necesidad de elegir un interlocutor válido que garantice la relación directa empresa transnacional - huaorani y la exclusión de cualquier otro actor que pretenda representar a la etnia interfiriendo en la relación y debilitando el control hegemónico empresarial sobre aquella. En consecuencia, el paso inmediato fue direccionar el proceso socio-organizativo huaorani conducido por Maxus, auspiciado por el Estado, y que significó la consolidación de la ONHAE, como organismo político formal que legitimó el Plan comunitario y la presencia de la transnacional en el territorio indígena, y que además sirvió para deslegitimar la posición de otros actores excluidos de dicho proceso y que cuestionaban drásticamente las operaciones petroleras en la RAE, precisamente por los impactos negativos que generan y por la carencia de una política socio-ambiental que incorporase la cosmovisión indígena, fundamentalmente holística⁷, como signo rector del proceso socio-cultural indígena y huaorani en particular.

La implementación del Plan, generó procesos acelerados de cambios poniendo en riesgo la sobrevivencia del grupo, debido fundamentalmen-

7 Desde el punto de vista de Nitsch el concepto holístico u holismo: de la palabra griega: “holos” (total, completo) se denomina *hole*, globalmente, en un discurso ecológico, representa la necesidad de ver problemas en su contexto, abordar soluciones llevando en cuenta todas las consecuencias, y no ignorar ningún detalle, porque puede ser que se muestre decisivo para los procesos desencadenadores y, muchas veces, desconocidos. Pero un discurso holístico fácilmente lleva insinuaciones analíticas y políticamente muy problemáticas, siempre y cuando la naturaleza, el hombre y la sociedad humana sean interpretados como un conjunto “total”, hermético, organicista y casi insoluble. De esta forma se eliminan las diferencias que son fundamentales para la filosofía moderna y generalmente para la vida y el discurso moderno, entre el ser y el deber, entre el análisis, decisión ética y política.

te a que las acciones realizadas no tendían a satisfacer las reales necesidades socio-culturales huaorani, sino que eran instrumentos para viabilizar los objetivos estratégicos empresariales: reforzando las estructuras de dominación para la apropiación de recursos naturales, para la ejecución de planes de bio-prospección, estableciendo instancias de mediación controladas por las empresas en función de subordinar social, cultural, política y económicamente a los huaorani y viabilizar sin obstáculos el proceso extractivo en el Yasuní, en el bloque 16 en particular, posteriormente en otros bloques que el Estado iba adjudicando.

Esta concertación (transnacional-huaorani) implicó la captación del poder indígena por parte del departamento de relacionamiento comunitario de Maxus y que llegó a tener 45 especialistas entre antropólogos, sociólogos, filósofos, abogados, y otros de menor especialización, que acosaron y cooptaron a no más de 15 huaorani que conformaban la directiva de la ONHAE y otros potenciales líderes ya identificados. Las estrategias del relacionamiento se soportaban en mecanismos de cooptación del pueblo huaorani y de su organización aún incipiente, lo que permitió un control empresarial omnímodo que anuló la autonomía del pueblo indígena, en la decisión sobre su propio destino. Finalmente pasó dicha decisión a la empresa petrolera transnacional Maxus-YPF-Repsol, hasta la actualidad.⁸ Así es como, con la anuencia del Estado, la modalidad de relacionamiento comunitario establecido por el capital transnacional se institucionalizó y fue asumido por las demás empresas que operan en el Yasuní.

El Plan de relacionamiento aludido preveía un gasto de 4 millones de USD anuales (que no se llegó a dar), la incorporación de hombres huaorani a actividades petroleras, que no pasaron de actividades de guardiana (ficticia), de guías de selva, y de persuasión a quienes se resistían a esa política empresarial. Así es como se inició la conversión de guerreros hua-

8 El tipo de relaciones establecidas por Repsol con las comunidades huaorani que son de control, vigilancia - dominación, implican una violación al derecho de este pueblo a la autodeterminación; afectan a la cultura, valores y conocimientos que determinan su estilo de vida, y suponen una ausencia de la protección de este derecho que debería ser ejercido por el Estado. Repsol violenta la soberanía tanto del Estado como del pueblo huaorani (Misión de verificación del parque nacional Yasuní, 2004: 21-22).

orani en asalariados petroleros. Es decir, la compra de la fuerza de trabajo huao por parte de las transnacionales, transforma la condición socio-cultural de guerreros a servidores de los designios del capital, sin que ellos hayan dispuesto de los elementos expeditos para decidir esa transición.

Con la adjudicación del bloque 31 ubicado en el PNY y territorio huaorani a Pérez Companc, posteriormente a Petrobras, cuya licencia de explotación fue otorgada por el depuesto presidente Lucio Gutiérrez en agosto del 2004, se cierra la primera etapa del círculo extractivista en el Yasuní. Este complejo proceso de interrelación asimétrica entre actores hegemónicos (empresas-Estado) y subalternos (comunidades indígenas) ha generado condiciones de dominación y dependencia con impactos socio-ambientales y culturales negativos e irreversibles. De ahí se asume que la lógica extractivista del capital transnacional es la puerta abierta que lleva a los submundos que se crean en torno a la explotación irresponsable de recursos naturales renovables y no renovables: submundos degradantes en los que imperan la delincuencia, la prostitución, el alcoholismo, la mendicidad, la pobreza extrema, el tráfico ilegal de especies de flora y fauna, la explotación clandestina del bosque primario, el comercio ilícito de madera, la corrupción institucionalizada que emerge de la condición anómica de la sociedad ecuatoriana y que a la vez refleja la crisis legal - institucional producto de un ordenamiento jurídico contradictorio, ineficaz, que hace que aquellas condiciones trituren a cualquier ser humano, denigrándolo, alienándolo.

Todos estos elementos conforman y nutren los submundos a los que no es fácil eludir, y además tejen las redes que enmarañan la posibilidad de conductas antípodas a las que propicia la anomia. En este sentido, los pueblos indígenas amazónicos son objeto de la metástasis anómica del submundo, conforme lo enfatiza Brackelaire:

“[...] las petroleras para los huaorani han sido desde su contacto otro “campo de caza” por los bienes que distribuyen, y han atraído a varios grupos huaorani a sus orillas. Como testigo, Cabodevilla insiste en que la convivencia cercana entre estos dos grupos humanos tan opuestos ha sido terrible para los huaorani: aunque sin violencia física, no hubo encuentro, (no puede haberlo) sino choque terrible; los huaorani se han corrompido

literalmente [...] Los departamentos de relaciones comunitarias de las petroleras sólo buscan la pacificación, es decir la domesticación [...].

(Brackelaire, 2006:37).

Otro mundo, mundos diferentes, mundos diversos

Conforme lo sugiere Boaventura de Sousa Santos, sí es posible otro mundo, pensando en un desarrollo que considere lo que él llama una ecología de temporalidades, es decir, planteándose como objetivo estratégico:

“[...] crear una posibilidad, una racionalidad que trabaje con diferentes tiempos y con distintas concepciones del tiempo, donde se puedan crear condiciones para modelos de desarrollo contextualizados, y que pueden ser formas de desarrollo alternativo o alternativas al desarrollo. Solamente así los pueblos pueden formular sus propias opciones. Pero para ello hay que crear espacios y para crear espacios son necesarias nuevas condiciones de racionalidad, de tiempo, de saberes, e incluso de Estados [...]. Estas nuevas concepciones se hacen urgentes en la medida en que el modelo de desarrollo occidental se transformó en un modelo de desarrollo global que descalifica, por ser locales, todos los modelos o prácticas alternativas de desarrollo”.

(de Sousa Santos, 2004: 102).

En esta perspectiva, la implementación de la política de los pueblos en aislamiento voluntario, constituye una alternativa, y en función del análisis se puede partir de las siguientes preguntas: ¿cómo no excluir de este proceso al pueblo huaorani reconociendo su naturaleza histórica en cuanto sujeto cultural dotado más que cualquier actor empresarial privado o público, del conocimiento de sí mismo y de los “otros” pueblos en aislamiento voluntario?

Y lo que es tan importante: ¿es posible garantizar la ejecución de la política de los clanes tagaeri y taromenani en situación de aislamiento voluntario, sin pasar por dar respuesta a la situación que vive el pueblo huaorani y el complejo entorno socio-ambiental y político del Yasuní, tomado en cuenta dentro de la problemática de la Amazonía ecuatoriana?

¿es posible garantizar la ejecución de la política de los pueblos ocultos, sin considerar la autodeterminación y potenciamiento socio-organizativo del pueblo huaorani?

En este sentido, la condición de libertad que expresan los pueblos ocultos y la de contacto que expresa el pueblo huaorani, ¿no vislumbran el advenimiento de una síntesis que tiene relación a la nueva realidad concreta que ha de surgir de la aplicación de un conocimiento-emancipación que lo dispone únicamente el sujeto cultural indígena huaorani, antes que del conocimiento-regulación de los actores exógenos como las empresas petroleras transnacionales, la institucionalidad internacional o el propio Estado?

A partir de las inferencias anteriores procede otra pregunta ¿es viable el plan de los pueblos en aislamiento voluntario, con las reglas de juego del poder impuestas, donde es visible la incompatibilidad de destinos históricos de los actores en disputa, y considerando que la interacción de los dos poderes antagónicos (capital extractivo y Estado versus pueblos indígenas) en un espacio restringido y violento como el Yasuní, no puede desarrollarse debido a la condición hegemónica del primero?

La política de los pueblos en situación de aislamiento voluntario está condicionada por una resignificación del espacio amazónico y expresa la necesidad de transformaciones estructurales tanto de la sociedad regional y de la nacional, en función de un nuevo modelo de desarrollo que privilegie la racionalidad ambiental. En este sentido categorías filosófico-políticas como “otredad”, “alteridad” no pueden estar ausentes de la referencia a los pueblos excluidos⁹, a los pueblos ocultos, a fin de precisar como dicha otredad ha sido asumida por quien expresa su reconocimiento, y como este reconocimiento del alter implica un (re)conocimiento de sí mismo. De aquí se desprende un objetivo más, y es el de fortalecer las diferencias respecto al ejercicio de los derechos y las responsabilidades, a partir de viabilizar la vigencia de los otros saberes y en consecuencia de las otras prácticas jurídicas consuetudinarias ejercidas por los de “ahí”, para los de “ahí” antes que hostilizarlas, como si se tratara de una estupidez o

9 Teóricamente la exclusión social se refiere a la situación experimentada por las personas (privación económica y aislamiento social) y tiene relación también a un proceso social que aparece como la fragmentación social, los dualismos (pocos ricos muy ricos y muchos pobres muy pobres) y la ruptura de la cohesión social.

ignorarlas y considerarlas como no relevantes. En este reconocimiento de la igualdad en la diferencia estriba la posibilidad del diálogo con los otros saberes, como la única salida posible contra la violencia y la opresión cultural, política y económica, ejercida contra los pueblos indígenas y los huaorani, tagareri y taromenani en particular.

Existe un marco jurídico-institucional internacional y nacional que garantiza los derechos colectivos a favor de los pueblos indígenas y de los en aislamiento voluntario, como el derecho a mantener, desarrollar, fortalecer su identidad y tradiciones; a mantener la posesión ancestral de sus tierras comunitarias; a conservar y desarrollar sus formas de convivencia y organización social, a no ser desplazados de sus territorios como pueblos, a disfrutar de la plena efectividad de los derechos económicos, sociales y culturales y políticos. Pero conforme lo refiere Brackelaire (2006: 38) infelizmente, no hay ninguna instancia que se encargue de hacer cumplir el cuerpo legislativo existente.

Bibliografía

- Brackelaire, V. (2006). "Situación de los últimos pueblos indígenas aislados en América Latina (Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela: Diagnóstico regional para facilitar estrategias de protección". Brasilia: OTCA. Mimeo.
- De Sousa Santos, B. (2004). "Otra globalización es posible (Diálogo con Miguel Chavarría y Fernando García)". *Íconos*, 19:100-111. Quito: Flasco.
- Fontaine, G. (2007). "Gobernanza energética, renta petrolera y conflictos en el Ecuador". *Ecuador Debate*, 70: 11-41. Quito: CAAP.
- Franco, J. C. (2002). *Duranibai, cantos de la tradición huaorani*. Quito: Continente.
- Kimerling, J. (1993). *Crudo amazónico*. Quito: Abya Yala.
- _____ (1996). *El derecho del tambor*. Quito: Abya Yala.
- Lapalma, A. I. (2001). "El escenario de la intervención comunitaria". *Revista de Psicología de la Universidad de Chile*, 10 (2): 61-70.

- Metz, S. (2006). “Consentimiento previo e informado y áreas protegidas. Estudio de caso: Cordillera del Cóndor, Ecuador”. Washington D.C.: Center for International Environmental Law (CIEL).
- Ministerio de Educación y Cultura del Ecuador (1975). *Estudios fonológicos de lenguas vernáculas del Ecuador*. Quito: Ministerio de Educación y Cultura del Ecuador.
- Misión de verificación del parque nacional Yasuní (2004). “Informe de la Misión de verificación de impactos petroleros en la reserva de la biosfera del Yasuní/territorio huaorani”. Quito: Mimeo.
- Narváz, I. (1996). *Maxus-huaorani: poder étnico vs. poder transnacional*. Quito: Ed. Porvenir.
- _____ (1999). *Proyecto ITT: ¿la última frontera extractiva?* Quito: Petroecuador.
- _____ (2006). “Huaorani: en el vórtice de la conservación del Yasuní (La propuesta del “contrato natural”). Ponencia en el Tercer Encuentro de la Sección de Estudios Ecuatorianos de la LASA, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Quito-Ecuador”. Quito: Mimeo.
- Oilwatch (2005). “Explotación petrolera en la reserva de biosfera Yasuní”. Quito: Mimeo.
- Peeke, C. (1979). *El idioma huao gramática pedagógica*. Quito: ILV.
- Rival, L. (1992). “Huaorani y petróleo”, en: G. Tassi, *Náufragos del mar verde*. Quito: Abya Yala.
- _____ (1994). “Los indígenas huaorani en la conciencia nacional: alteridad representada y significada”, en: B. Muratorio, *Imágenes e imagineros*. Quito: FLACSO.
- Santos Ortiz, J. (1984). *Los últimos huaorani*, Pompeya: CEDIME.
- Ziegler Otero, L. (2004). *Resistance in an Amazonian Community: Huaorani Organizing Against the Global Economy*. New York: Berghan.

Bibliografía legal consultada

Constitución política de la República, Ed. CEJ, Quito, 2007.

Convenio 169 de la OIT (<http://www.prodiversitas.bioetica.org/doc8.>).

Reglamento al Art 28 de la LGA, Ed. CEJ, Quito, 2007.

Decreto Ejecutivo 2187 de delimitación de la Zona Intangible tagaeri, taromenani, Quito, 3 enero del 2007.

Decreto Ejecutivo 552 de declaratoria de la Zona Intangible tagaeri taromenani, R.O. 121 del 2 de enero de 1999.

Ley de Gestión Ambiental, Editorial CEJ, Quito, 2007-08-23.

Presentación de los autores

Guillaume Fontaine es Doctor en Sociología, por la Universidad *Sorbonne Nouvelle-Paris 3*, (Francia). Desde 2001, dirige el Observatorio Socio Ambiental de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Sede Ecuador. En 2006 y 2007 fue coordinador del programa de Estudios Socioambientales. Es actualmente Profesor Investigador y Coordinador de investigación de la FLACSO. Lleva a cabo una investigación sobre el rol de la sociedad civil en la gobernabilidad democrática, a través de los conflictos generados por la extracción de hidrocarburos en la región andina. Sus principales publicaciones son: (como autor): *El precio del petróleo. Conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica* (Quito: FLACSO-IFEA-Abya Yala, 2003); (como editor): *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador* (Quito: FLACSO (3 tomos), 2003, 2005 y 2006); (como coordinador, con Geert van Vliet y Richard Pasquis): *Políticas ambientales y gobernabilidad en América Latina* (Quito: FLACSO-CIRAD-IDDDRI, 2007); (como coordinador, con Iván Narváez): *Yasuní en el siglo XXI: El Estado ecuatoriano y la conservación de la Amazonía* (Quito: FLACSO-IFEA-Abya Yala-Petrobras-CEDA-WCS, 2007).

Alicia Puyana es Doctora en Economía por la Universidad de Oxford (Reino Unido). Su tesis doctoral fue publicada bajo el título *Economic Integration Among Unequal Partners, The case of the Andean Group* (New York: Pergamon Press, 1982). Es Profesora Investigadora de la Facultad

Latinoamericana de Ciencias Sociales (Sede México) y Miembro del centro de investigación *Cambridge Energy Research Associates* (CERA). Ha sido profesora visitante en St. Antony's College (Universidad de Oxford), de la London School of Economics y El Colegio de México. Es co-autora, entre otras publicaciones de: *El sector agropecuario y el TLCAN. Efectos económicos y sociales* (con José Romero) (México D.F.: El Colegio de México, en imprenta); *Diez años con el TLCAN Las experiencias del sector agropecuario mexicano* (con José Romero) (México, D.F.: FLACSO-El Colegio de México, 2005); *La economía política de las expectativas petroleras* (con Rosemary Thorp) (S.F. de Bogotá: IEPRI-FLACSO-Tercer Mundo, 2000); *La competitividad del petróleo colombiano. Análisis de factores externos* (con Joyce Dargay) (S.F. de Bogotá: CRESET- CONACYT, 1998). Es coordinadora de: *Maquila en México y Centroamérica. Enfrentando los desafíos de la globalización* (México D.F.: FLACSO, 2008); *Presente y futuro del sector agrícola mexicano en el contexto del TLCAN* (con José Romero y José Antonio Avila Dorantes) (México D.F.: El Colegio de México-Universidad de Chapingo, en imprenta).

Paúl Cisneros es candidato al Doctorado en Ciencias Sociales con mención en Estudios políticos por la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Sede Ecuador, y titular de una Maestría en Ciencias Sociales con mención en Estudios socioambientales por la FLACSO. Ha trabajado en varias investigaciones en el área de conservación y manejo de recursos naturales. En Honduras estudió el manejo comunitario de cuencas hidrográficas, los mercados de agua y la reconstitución de áreas de captación de agua con especies locales y endémicas. Para la Universidad de Purdue en Estados Unidos, participó como especialista de investigaciones sobre el manejo de enemigos naturales para el control de plagas en cultivos de soya y la conservación de la biodiversidad local. Su tesis de Maestría se titula "Gobernanza ambiental y conservación de la naturaleza: un caso de control territorial indígena en el parque nacional Yasuní".

César Gamboa es candidato al Doctorado en Derecho y Ciencia Política y Abogado por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (Perú). Es especialista en pueblos indígenas y conservación de la biodiversidad. Desde 2005 pertenece a la fundación Derecho, Ambiente y Recursos Naturales. Ha sido profesor visitante del Instituto Internacional de Sociología Jurídica (Euskadi, 2006). Es co-autor de: *Régimen Especial Transectorial a Favor de los Pueblos Indígenas en Aislamiento y en Contacto Inicial* (Lima: DAR, 2007) y “Legal Status of Territorial Reserves for the Protection of Isolated Indigenous Peoples in Peru”, en *Rapid Biological Inventories: 17. Sierra del Divisor* (Chicago: The Field Museum, 2006).

Bertha García Gallegos es Doctora en Ciencias Sociales por El Colegio de México. Es Profesora Investigadora de la Pontificia Universidad Católica del Ecuador/Facultad de Ciencias Humanas, y Directora en el Ecuador del proyecto “Relaciones Civil-Militares”, adscrito al diálogo civil-militar en América Latina, “Democracy Projects”/School Of International Service/ American University (Wa. DC). Imparte el curso “Doctrinas de seguridad pública y ciudadana”, en la Escuela de Estado Mayor de la Policía Nacional. Fue asesora de la Cancillería ecuatoriana en “Medidas de confianza mutua y seguridad, durante negociación con Perú”, en 1998; y coordinadora para el grupo andino del proyecto “La administración de la defensa en Iberoamérica”, Instituto Gutiérrez Mellado, UNED, España, en 2003.

Mario García Molina es Doctor en Economía por la Universidad de Cambridge (Reino Unido), Economista y Magister en Historia por la Universidad Nacional de Colombia. Ha sido director del Observatorio Colombiano de Energía de la misma universidad. Actualmente es profesor asociado de la Universidad Nacional de Colombia y profesor investigador de la Universidad Externado de Colombia. Investiga sobre integración energética y mercados energéticos latinoamericanos. Es editor de *Sistemas de seguimiento a mercados eléctricos internacionales: Aplicación a los países de la región andina* (Bogotá, Universidad Nacional de Colombia), *Oportunidades para la exportación de energía a Estados Unidos; más allá del TLC* (Bogotá, Universidad Nacional de Colombia); y autor de “La ener-

gía como motor para la integración en América Latina” en *Retos y perspectivas de la integración energética en América Latina* (Caracas: ILDIS), “Evolución reciente de la concentración en generación eléctrica en América Latina” y “¿Por qué no marchaba el Mibel?” (Bogotá: *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*).

Marc Le Calvez es candidato al Doctorado en Ciencias Políticas por la Universidad Sorbonne Nouvelle-París 3/Instituto de Altos Estudios sobre América Latina (IHEAL) (Francia). Actualmente es investigador asociado en el Programa de Estudios Socio Ambientales de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Sede Ecuador. Está realizando sus tesis doctoral sobre el impacto del boom petrolero del 2001 en los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera en Ecuador y en Venezuela. Es autor de las fichas países de *Amérique latine. 2006* (París: IHEAL-La Documentation Française, 2006).

Jesús Mora Contreras es Abogado por la Universidad de Los Andes (ULA) (Venezuela). Es profesor jubilado (titular) de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la ULA e investigador independiente. Desde 1994, es miembro del Programa nacional de Promoción del Investigador. Ha sido evaluador externo del *World Investment Report (WIR) 2007* por la *United Nations Conference On Trade And Development (UNCTAD)*. Fue becario Andres Bello del St. Antony's College de la Universidad de Oxford (Reino Unido) en el año académico 1997-1998. Sus publicaciones más recientes son: “La nueva regulación venezolana de los hidrocarburos: ¿Base nacional para la integración energética?”, en I. Rousseau (Ed.), *¿Hacia la integración de los mercados petroleros en América?* (México, DF, El Colegio de México, 2006: 175-196); y “¿Se les está moviendo el piso a las empresas petroleras en América Latina?”, en *Economía Informa*, 340 (UNAM/Facultad de Economía México, mayo-junio de 2006: 62-77).

Carlos Morera Camacho es Doctor en Economía Política por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Es Investigador titular “B tiempo completo definitivo” del Instituto de Investigaciones Económicas, en la UNAM. Ha sido investigador invitado por la Escuela de Geografía y Medio Ambiente de la Universidad de Oxford (Reino Unido) y el Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Federal de Bahía (Brasil). Sus últimas publicaciones son: *El capital financiero en México y la globalización* (como autor) (México: Era, 1997); *Globalización, inserción de México y alternativas incluyentes para el siglo XXI* (como coordinador) (México: Porrúa-UNAM-IIIE, 2001); “Mexico: Work Process, Oil Revenue and Financial Restructuring in World Economy” (in: “Second Conference of International Forum on Comparative Political Economy of Globalization, Renmin University of China, Beijing”, 1-3/09/2006).

María Fernanda Murcia Sandoval es candidata a la Maestría en Ciencias Económicas y Economista por la Universidad Nacional de Colombia. Ha sido investigadora en el Observatorio Colombiano de Energía, donde estudió acerca del gas natural en Colombia, Perú y Bolivia. Es actualmente Coordinadora de estudios agroeconómicos, en la Sociedad de Agricultores de Colombia. Actualmente está investigando sobre el comportamiento del sector agropecuario colombiano, con respecto a diferentes oportunidades y amenazas, tales como el TLC y los biocombustibles, o el desplazamiento y el clima. Es co-autora del libro *Oportunidades de exportación de Energía a Estados Unidos. Más allá del TLC* (Bogotá, Unibiblios).

Iván Narváez es Doctor en Jurisprudencia por la Universidad Internacional SEK (Ecuador), y tiene una Maestría en Ciencias Sociales con mención en Estudios Amazónicos, por la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), Sede Ecuador. Es profesor de la Universidad Central del Ecuador/Escuela de Ingeniería Ambiental de FIGEMPA, y profesor investigador asociado de la FLACSO. Es autor, entre otras publicaciones, de: *Maxus - Huaorani: poder étnico vs. poder transnacional* (Quito: FESO, 1996), *Derecho ambiental y temas de sociología ambiental* (Quito:

Ed. Cevallos, 2004); es coordinador de: *Yasuní en el siglo XXI: El Estado ecuatoriano y la conservación de la Amazonía* (con G. Fontaine) (Quito: FLACSO-IFEA-Abya Yala-Petrobras-CEDA-WCS, 2007).

José Antonio Rojas Nieto es Doctor en Economía y tiene una Maestría en Economía por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), es Licenciado en Matemáticas por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (México). Es Profesor “B de asignatura definitivo” en la UNAM/Facultad de Economía/Academia de Economía Política, donde también fue profesor del Posgrado en el Área de Economía de la Energía (hasta 1990). Es técnico de la Comisión Federal de Electricidad de México desde 1991 (CFE). Recibió el Premio de Economía “Jesús Silva Herzog” de la UNAM (1986). Ha sido Investigador Nacional I del Sistema Nacional de Investigación (1991-1993). Escribe en el diario nacional *La Jornada* (desde 1997).

José Romero Tellaeche es Doctor en Economía por la Universidad de Austin-Texas (Estados Unidos). Es Profesor Investigador del Colegio de México/Centro de Estudios Económicos desde 1988. Sus áreas de interés son la economía internacional, el crecimiento económico y la economía mexicana. Es miembro de la Academia Mexicana de Ciencias, del Centro Tepoztlan, de la Asociación de Académicos Daniel Cosío Villegas y de la Comisión Dictaminadora de El Colegio de México. Es co-autor de: *El sector agropecuario y el TLCAN. Efectos económicos y sociales* (con Alicia Puyana) (México D.F.: El Colegio de México, en imprenta).

Isabelle Rousseau es Doctora en Sociología por la Escuela de Altos Estudios en Ciencias Sociales (EHESS) (Francia), especializada en sociología de las organizaciones. Integró El Colegio de México en 1997, como profesora e investigadora en el Centro de Estudios Internacionales (CEI), donde es titular de la cátedra “Teoría de las organizaciones”. Su campo de investigación se aboca a la política petrolera mexicana, y en particular, a las reformas organizacional e institucional de la industria petrolera. Ha sido responsable de un proyecto de investigación por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) en 2003-2006, sobre

“La política petrolera en México en el marco de una industria globalizada”. Es editora de : “Les hydrocarbures dans les Amériques, les nouvelles règles du jeu”, en *Problèmes d’Amérique Latine*, 57/58 (Paris: Choiseul, 2005), *¿Hacia una integración de los mercados petroleros en América?* (México: El Colegio de México, 2006), y “Enjeux énergétiques”, en: *Visages d’Amérique Latine*, 5 (Poitiers: Sciences Po, 2007); y autora de: “Vers une nouvelle gouvernance d’entreprise: Le cas de Petróleos Mexicanos (Pemex)”, *Les Etudes du CERI*. (París: CERI/Sciences Po/CNRS, 2007).

Este Libro se terminó de
imprimir en marzo de 2008
en la imprenta Crearimagen.
Quito, Ecuador