

¿QUÉ PASA CON EL PETRÓLEO COLOMBIANO? *What is going on with Colombian oil?*

Alicia PUYANA

FLACSO-México

✉ apuyana@flacso.edu.mx

BIBLID [1130-2887 (2009) 53, 15-42]

Fecha de recepción: agosto del 2009

Fecha de aceptación y versión final: octubre del 2009

RESUMEN: Colombia es productor y exportador medio de crudo con costos entre altos y moderados. En los últimos 20 años, transitó de los contratos de riesgo compartido a las concesiones y la privatización parcial de ECOPEPETROL. Los objetivos fueron incrementar las inversiones en exploración, prolongar la vida útil de las reservas y garantizar la autonomía energética nacional, los ingresos fiscales y de divisas. La evaluación de la privatización parte de la apreciación del estado financiero de ECOPEPETROL, las utilidades antes y después de impuestos y los cambios en la relación entre utilidades brutas y netas; regalías; dividendos e inversiones. Se prueba el supuesto de que la privatización de la empresa no era necesaria financieramente y que sí hay sacrificio de renta a favor de los inversionistas, sin mayores aumentos en inversión y reservas. Esta exploración pregunta cuál fue la razón de la privatización y cuáles sus efectos. En este sentido, contribuye a evaluar proyectos privatizadores similares.

Palabras clave: petróleo, política petrolera, inversiones, privatización, Colombia.

ABSTRACT: Colombia is a medium size oil producer and exporter with relatively high costs. Colombia transitioned from risk sharing contracts to a new version of concessions approved in 2004 and the privatization of part of the state oil company ECOPEPETROL. This article measures the impact of the concession contracts in terms of increased investments in exploration, production and reserves. The privatization is evaluated considering the increased value of the shares and the distribution of dividends compared with the trajectory of royalties, taxes and total investments. Small increases in production did take place and some reserves were discovered. The experiences of Colombia illustrate the reasons and effects of oil privatization for countries of similar characteristics.

Key words: petroleum, oil policy, investments, privatizations, Colombia.

I. INTRODUCCIÓN¹

Fue corta la euforia de la bonanza petrolera generada por los descubrimientos de Caño Limón, a inicios de la década de 1980, y de Cusiana y Cupiagua poco después, los cuales instalaron en políticos, analistas, funcionarios públicos y activistas de todo tipo y credo la ilusión de que el petróleo generaría las divisas necesarias para transformar la estructura productiva colombiana hacia una moderna, de alta tecnología. Llevaron a la idea de que no era necesario preocuparse ni por las exportaciones ni el empleo generados por el café, las flores o los textiles. Así, se sobrevaluó la dimensión de la bonanza y se hizo caso omiso a las advertencias de que ésta sería moderada y de corta duración y que, en términos internacionales, Colombia no tenía entonces, ni tiene ahora, las condiciones para calificar como país petrolero. Las expectativas fueron reemplazadas por la realidad. Las reservas aportadas por esos hallazgos, calculadas para durar 20 años, resultaron menores. De no realizarse nuevos descubrimientos, dentro de un quinquenio, la producción apenas abarcaría el mercado nacional y las exportaciones se reducirían a tal punto que habría un déficit en la balanza externa energética. Luego, Colombia tendría que importar.

La falta de reposición de reservas se ilustra en unos pocos datos: si en 1933, la vida útil de las reservas se estimaba en 74 años y medio, para 1992, y gracias a los mega campos de Cusiana y Cupiagua, se recuperó el terreno perdido y acumularon reservas para 20 años de producción. A finales de 2008, Colombia sólo contaba con 7 años de producción. Desde Cusiana y Cupiagua no se han realizado hallazgos de importancia y el crudo extraído no ha sido reemplazado con nuevas reservas. Ni las inversiones extranjeras han llegado en los volúmenes adecuados, ni ECOPEPETROL ha intensificado la exploración, para compensar la falta de interés de las multinacionales. Este declive de la actividad exploratoria se registra a pesar de los variados intentos por atraer las inversiones extranjeras, mediante numerosos cambios en los términos de contratación que hicieran más atractivo al país en frente a otras alternativas.

¿Qué falló? Varias concepciones equivocadas: la idea de que Colombia es internacionalmente competitiva en petróleo y que puede dictar los términos contractuales a las empresas internacionales, sin considerar los cambios constantes en el mercado mundial ocurridos desde inicios de la década de 1980. La renuencia a aceptar que los costos de exploración, adición de la capacidad productiva, extracción y transporte son elevados, y ubican a Colombia por debajo no sólo de Arabia Saudita o de Venezuela, sino también de México, Rusia o Indonesia. La falta de consideración de que por las políticas de años anteriores es limitado el reconocimiento geológico del país y, por lo

1. Este artículo se basa en avances del proyecto de análisis de los factores de crecimiento de varios países latinoamericanos, de acuerdo a su inserción en la economía mundial y su capacidad de responder a los choques externos. Los países son Argentina, Brasil, Chile, México y Colombia. Son exportadores de materias primas y México de petróleo y manufacturas insertas en las cadenas de valor, intensivas en trabajo. Es financiado por FLACSO. La autora agradece los comentarios realizados por los evaluadores anónimos de *América Latina Hoy*, *Revista de Ciencias Sociales*.

tanto, las reservas probables y las posibles son una incógnita. El no haber contemplado, para el diseño de las políticas hacia los inversionistas, que Colombia es un país de altos riesgos que reducen la rentabilidad de las inversiones.

Los riesgos son, en primer lugar, el geológico, o las bajas probabilidades de encontrar reservas; el técnico, o los altos costos de desarrollo de los campos por las difíciles estructuras geológicas; el riesgo político, o los frecuentes cambios injustificados y no concertados, empeorando las condiciones contractuales; el riesgo financiero o las dificultades para invertir, resultante de la debilidad de los mercados de capitales nacionales y las no muy favorables condiciones que Colombia enfrenta en los mercados internacionales de capitales; y, finalmente, la limitada capacidad tecnológica de ECOPEPETROL y del país en petróleo. El tema de la seguridad por atentados, no obstante los avances, por ejemplo la casi eliminación de las voladuras de los oleoductos o de los secuestros², grava aún las decisiones de inversión. Por todas estas razones, Colombia fue paulatinamente desplazada de posiciones prioritarias en las decisiones de inversión.

Las repetidas modificaciones a los contratos cambiaron las reglas impositivas y sobre regalías, la mayoría de las veces a favor de los inversionistas privados. Sin embargo, al perseverar la política de que ECOPEPETROL no invirtiera en exploración, no se produjeron los resultados buscados, pues todo el riesgo exploratorio lo debían asumir las empresas privadas asociadas. La respuesta final, luego de muchos intentos fallidos seguidos de cambios institucionales con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la transformación de ECOPEPETROL en empresa accionaria, fue el retorno a las concesiones y la puesta en bolsa de parte del patrimonio de la empresa. En el fondo de las reformas a la Política Petrolera Nacional, ésta ocultó el tema de en quién debe recaer la autoridad de decidir cuánto se invierte en exploración y producción; cuánto crudo se extrae; cuánto se asigna al mercado interno y a las exportaciones; cómo y en qué proporciones se distribuye la renta petrolera; quién decide cómo se monetiza esta renta; y en qué forma se filtra a la economía nacional. El talante liberal y ortodoxo que siempre ha caracterizado la política económica nacional inclinó la balanza, sin el debido debate, a favor de mayor participación de los intereses privados, argumentando incentivar las inversiones y elevar la producción de crudo, la vida útil de las reservas y el ingreso fiscal. Esta decisión se tomó cuando el mundo creía en la sabiduría del mercado para asignar factores productivos. Esta fe se ha destruido por la crisis financiera actual y la conducta no ciertamente racional de banqueros y altos ejecutivos financieros.

Largo ha sido el recorrido en la búsqueda de la autonomía energética y la mejor utilización del patrimonio nacional. Todavía es prematuro evaluar si los últimos cambios han garantizado la consecución de estos objetivos o sólo se trató del traslado de parte del patrimonio público a manos privadas bajo la pretensión de crear una forma

2. No obstante los avances, la inseguridad por atentados continúa presente. ECOPEPETROL denunció que en el mes de julio de ese mismo año ocurrieron 17 voladuras de los oleoductos (ECOPEPETROL, Boletín de Prensa de agosto del 2009).

de capitalismo popular y no repetir las experiencias rusas de privatización (Li-Chen, 2009: 5)³.

Este artículo forma parte del proyecto en ejecución sobre los factores de crecimiento de los países latinoamericanos de diferentes modalidades de inserción en la economía mundial y su capacidad de respuesta a los choques externos. El petróleo es un factor de crecimiento tanto de los países productores y exportadores como de los que lo importan, pues es la fuente más importante de energía primaria y materia de la industria petroquímica. En los países productores es fuente de recursos fiscales y externos. El uso de los ingresos petroleros puede causar bonanzas y caídas de la actividad económica y los conocidos síntomas de enfermedad holandesa (Puyana, 2002: 5-21; Di Tella, 2008: 21-25; Akomaye, 2007: 8-10). De ahí la importancia de aportar la experiencia de Colombia en el uso de sus recursos petroleros. Por las características del país, en la literatura sobre bonanzas o las privatizaciones no abundan los estudios sobre Colombia ni sobre la actividad petrolera nacional⁴.

En el trabajo aquí presentado se intenta evaluar si las últimas reformas a la política petrolera colombiana –con la reintroducción de las concesiones– han logrado incentivar las inversiones al punto de renovar las reservas y prolongar su vida útil, así como asegurar la autonomía petrolera del país y el aporte del crudo a la economía nacional, en la forma de las divisas e impuestos. Al repasar el proceso de privatización parcial del patrimonio de ECOPEL, se examinan a partir de los balances de la empresa y sus estados financieros. En primer lugar, si la empresa estaba al punto de ir a la quiebra e imposibilitada para generar las utilidades y la renta suficientes para financiar el Plan de Inversiones presentado por la empresa en 2002. En segundo lugar se revisan los cambios en las relaciones entre utilidades brutas y netas y los impuestos para determinar la renta captada por el Estado. Luego de la privatización, se observa el avance de los dividendos y el retroceso de las regalías, los impuestos y las inversiones, lo cual permite una aproximación a los efectos de proceso en la distribución de la renta petrolera entre el gobierno y los inversionistas privados y en las finanzas de la empresa.

Dado el corto plazo transcurrido desde la última reforma (tres años desde la ley aprobando la venta de acciones en bolsa, y un año con ocho meses desde que ésta tuviera lugar en noviembre de 2007) y por la limitación de los datos disponibles, este

3. El análisis de la génesis de la política petrolera y su evaluación toma como referencia estudios sobre el carácter rentista de los propietarios de recursos naturales (R. MABRO, 2006: 123-165; B. MOMMER, 2000: 15 y 2001: 74-91; A. BAPTISTA, 2005) y trabajos en el área de políticas públicas (F. FISCHER *et al.*, 2006: 59- 71 y M. HILL *et al.*, 2006: 221-245). La privatización del petróleo soviético constituyó el traslado del patrimonio nacional a manos de «unos pocos neo-oligarcas de corte mafioso» (S. LI-CHEN, 2009: 124). La privatización no se justificaba bajo puntos de racionalidad económica. Fue el poder económico amasado por estos grupos lo que impuso la forma y la intensidad de la privatización (S. LI-CHEN, 2009: 7).

4. La literatura más reciente sobre los efectos de la última escalada de precios del crudo se ha centrado en las experiencias de Rusia o de Nigeria, entre otras razones por la corrupción o la violencia y han extendido la aplicación de la teoría de la enfermedad holandesa a los efectos de otros flujos externos: remesas y ayuda externa. Ver M. KATZ (2004); R. OSSOVSKY (2008); S. MAHVASH (2008).

artículo es más de carácter descriptivo que una evaluación, basada en rigurosos modelos matemáticos⁵. Tampoco se pretende probar o rechazar ninguna teoría sobre el manejo de los recursos naturales o las características institucionales de los países petroleros. Hace uso intensivo de información básica de fuentes primarias tanto de instituciones internacionales especializadas en petróleo y energía, como de los entes nacionales pertinentes. Aporta, por lo tanto, elementos analíticos y resultados empíricos útiles para el estudio de la economía petrolera de países similares a Colombia: pequeño productor, de costos relativamente altos, siempre abierto a la inversión privada extranjera y nacional y conocido por un manejo macroeconómico ortodoxo. Se podría decir que en Colombia el nacionalismo, visible en varios países ricos en recursos naturales, nunca fue fuerza determinante en el diseño de políticas. Por ejemplo, estas experiencias aportan al conocimiento acumulado de los análisis de Noruega o Canadá (Wolf, 2009a: 23-50 y Wolf, 2009b: 2642-2652).

El artículo ahonda en la trayectoria de la política petrolera nacional de los últimos veinte años, para establecer qué tanto se dinamizó la actividad exploratoria y la adición de reservas a raíz de las reformas más radicales aprobadas en lo que va el siglo XXI. De esta manera, el artículo se divide en seis secciones. La primera es la introducción. La segunda sección presenta a Colombia como un país petrolero pequeño, de relativos altos costos, receptor de precios, sin capacidad de afectar el mercado petrolero mundial a cuyos cambios se debe adaptar. La tercera, repasa el manejo del patrimonio petrolero nacional y las diferentes políticas instrumentadas en la larga búsqueda de reponer reservas y asegurar la autonomía energética del país. La sección cuarta revisa los varios contratos aprobados y los cambios en la distribución de la renta entre el Estado y los inversionistas privados, a raíz de la reintroducción de las concesiones. La sección quinta revisa el proceso de privatización y discute, a la luz de los resultados observados en los balances de la empresa, si se logran los objetivos explícitamente argumentados para justificar la venta del patrimonio estatal. La sección sexta concluye.

II. COLOMBIA EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL

II.1. Los cambios en el mercado mundial del petróleo desde 1973

Desde 1973 el mercado mundial del petróleo ha experimentado cambios tanto tecnológicos como políticos que han afectado el equilibrio entre la oferta y la demanda y la posición relativa de los países productores y exportadores de crudo. Colombia, un productor menor con costos entre moderados y elevados, ha tenido que adaptarse, sin capacidad de incidir ni en la dirección ni en la intensidad de éstos. Es receptor de

5. La venta de acciones sólo tuvo lugar entre noviembre y diciembre de 2007, de suerte que, en los meses de investigación para este artículo, segundo semestre de 2008, no había aún información para evaluar el impacto de esta medida, salvo el Informe Financiero de ECOPEL (2008), el primero después de la bursatilización de la empresa, disponible en línea desde marzo del 2009.

precios y puede ubicar todo su excedente exportable sin alterar el equilibrio del mercado mundial. Los choques petroleros de la década de 1970 indujeron inversiones cuantiosas en áreas petroleras de altos costos, pero políticamente seguras: el Mar del Norte, el Golfo de México, Canadá, Colombia, entre otros. Los formidables avances técnicos acaecidos entre 1973 y 1985, por una parte, abatieron los costos de exploración y extracción, ampliaron la oferta de carbón, el gas y la energía nuclear y, por otra, redujeron el consumo de energía por cada dólar del Producto Interno Bruto (PIB). Durante el ciclo de precios altos y mercado petrolero dividido políticamente, el petróleo colombiano, como el café, se expandió bajo la sombrilla de los esquemas de valorización que costeaban los productores eficientes: la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en el caso del crudo, Brasil, en el del grano.

Los cambios políticos acontecidos entre 1986 y mediados de la década de 1990 han sido tanto o más importantes que los técnicos y se refieren a la liberalización del sector petrolero en dos frentes: en primer lugar, la apertura de la OPEP a las inversiones extranjeras, a tal punto que más de la mitad de su producción se realiza en asociación con el capital extranjero. En segundo término, la liberalización de las regulaciones sobre petróleo en los países de la antigua Unión Soviética y de la República Popular China, que derrumbó las barreras geopolíticas que dividían el mundo petrolero y abrieron en Rusia las mayores reservas de hidrocarburos del mundo, luego de las del Golfo Pérsico. Recientemente, la guerra y ocupación de Irak, la confrontación política con Irán y los conflictos del gobierno estadounidense con el venezolano ponen en relieve nuevamente el factor geopolítico (Mabro, 2006: 10-35).

En la década de 1990, la necesidad de financiar las ingentes inversiones necesarias para localizar, extraer y transportar el crudo, así como para captar los incrementos de la demanda generó una intensa competencia que condujo a la reducción de las cargas tributarias, regalías y demás gravámenes. Se cambió la distribución de la renta petrolera, trasladándose mayor parte a los inversionistas y a los consumidores. Los países dueños del recurso tuvieron que sacrificar parte de la renta, para competir por nuevas inversiones. Los factores geopolíticos que hicieron atractivas las inversiones en Colombia habían desaparecido y el país se enfrentó a una gran competencia por recursos de inversión. En este período Colombia no pudo atraer recursos y el país vio como declinaba la vida útil de sus reservas (Puyana, 1997: 24-27). Al iniciar el siglo XXI, los altos precios del crudo y la aparente certidumbre del fin del petróleo barato han elevado la competitividad de productores como Colombia.

II.2. *¿Adiós al petróleo barato?*

Las proyecciones econométricas –por más sofisticados los modelos que las sustenten– son previsiones riesgosas, miopes, que deben ajustarse a medida que el horizonte temporal se estrecha y los escenarios se acercan. Esto es así especialmente respecto de los precios del crudo, por la incertidumbre sobre las trayectorias de la oferta y más aún de la demanda, como se ha observado en lo que va del siglo XXI.

Los cambios en los procesos productivos o la incorporación de nuevos energéticos a la demanda se hacen lentamente. La capacidad de refinación es costosa y sus inversiones parsimoniosas e inciertas. La OPEP entiende que si mantiene precios elevados durante períodos largos se desatan procesos similares a los de las décadas de 1970 y 1980. Sabe también que las cotizaciones demasiado bajas, si bien aumentan su poder de mercado, al sacar a productores menos eficientes, reducen sus ingresos por unidad exportada y, lo menos deseable, se agota su petróleo a mayor velocidad que el más costoso. Su estrategia de largo plazo es mantener el crudo como la fuente más eficiente de energía, lo cual supone manejar precios competitivos y activar la producción de crudos más costosos, siempre cuidando no debilitar la demanda.

La crisis económica desatada por la burbuja financiera e hipotecaria en Estados Unidos, que se extendió a todo el mundo, derrumbó los precios del crudo y echó por tierra las previsiones de corto plazo vigentes hasta mediados del 2008 (ver Gráfico 1). Hoy no es factible predecir ni cuánto caerá ni cuándo se recuperará la economía global y con ella la demanda de energéticos⁶. No obstante, basándose en las más recientes previsiones, es factible delinear –a grandes rasgos, pero con riesgo de error– el escenario de precios futuros que enfrenta la remozada industria petrolera colombiana, en la cual la maximización de utilidades de los actores privados es el criterio central en la definición de la estrategia de inversión.

En primer lugar, es de anotar que el crudo concentrará más del 40% del total de la energía primaria que consume el mundo. Según la Administración de Información Energética del gobierno de los Estados Unidos, *Energy Information Administration* (EIA), la producción y el consumo de petróleo se expandirán a una tasa promedio anual del 0,9%, para arribar a unos 89,5 millones de barriles al día en el 2015 y a 105,4 millones de barriles al día en el 2030 (EIA y AEO, 2009). Habrá demanda de crudo y por mucho tiempo. Su satisfacción requerirá aumentos en la capacidad productiva que eviten choques como el vivido entre 2007 y 2008.

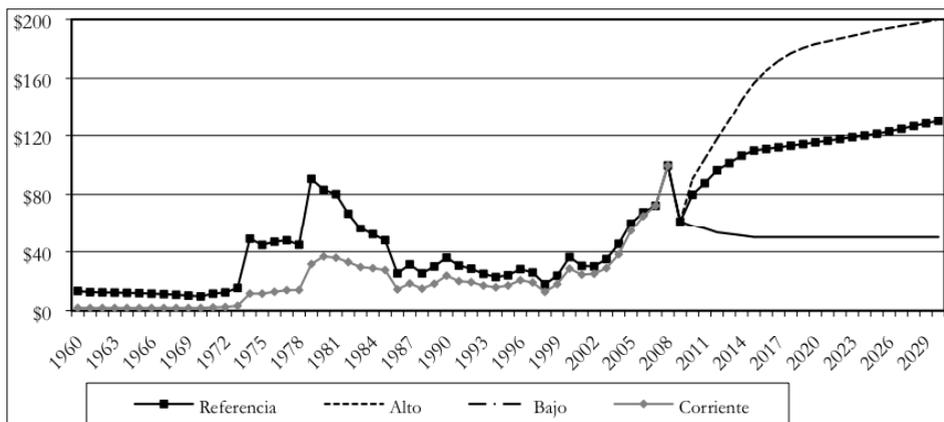
El siglo XXI se inició con un choque de precios por expansión incontrolable de la demanda, vaticinio de precios altos que, en el año 2030, inclusive en las previsiones de precios bajos, estarían cerca de US\$ 50 el barril (B) (en precios constantes de 2007) (ver Gráfico 1). La caída del dólar, del 2003 al 2008, redujo el precio real de la canasta de crudos OPEP, que en junio de 2008 promedió US\$ 70/B, los que, en dólares constantes del 2007, sólo ascendieron a US\$ 43,60/B, casi el 50% menos que en 1982. Las alzas de precios de las décadas de 1970 y 1980 se originaron en choques de oferta por la contracción de la producción de la OPEP. La experimentada hasta mediados del 2008 se originó en choques de demanda por la expansión del consumo. El desplome de las cotizaciones, a partir de mediados del 2008, obedece a la contracción de la demanda, por los efectos de la crisis financiera sobre la economía real. En dólares constantes del 2007, el escenario más factible es que los precios de referencia descenderán drásticamente

6. Comparar las diferencias en las proyecciones de corto plazo de *Oil Market Reports* de abril y julio 2009 (EIA) o las que ha presentado en sus reportes mensuales de *Short-Term Energy Outlook* (EIA).

del nivel récord de 2008, el cual no se recuperará en todo el período ilustrado en el Gráfico 1 (*International Energy Agency IEA, Annual Energy Outlook AEO, 2009; Oil Market Report OMR, 2008 y 2009; OPEP, 2008b*), y podrían descender de US\$ 83,6/B en 2008 a US\$ 60/B en el 2020. La respuesta de los países petroleros –y de las multinacionales del ramo– a la reciente escalada de los precios fue diferente a la de la década de 1970: reaccionaron con cautela y realizaron lentamente inversiones para expandir la producción, por lo que se espera que en cinco años se presentaría escasez de crudo y posiblemente precios superiores a los sugeridos (IEA, 2009).

Así, el futuro del petróleo colombiano, en el escenario llamado de referencia, contempla precios inferiores a los del 2008, que superan ampliamente los costos de producción. Los precios de referencia (ver Gráfico 1) se basan en presupuestos plagados de incertidumbre sobre la demanda, la oferta de energéticos alternativos y las tasas de interés.

GRÁFICO 1. PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO 1960-2030*



* Precios proyectados en dólares constantes de 2007.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA (2009) y BP (2009).

Se ha sugerido que para mantener el equilibrio del mercado y ante la limitada capacidad de crecimiento de la oferta no OPEP, ésta deberá cubrir la mayor parte del incremento de la demanda mundial (IEA, 2008a y 2009) y elevar su participación en el mercado mundial al 69%. Las inversiones que esta expansión requiere son ingentes. Entre 2007 y 2030, se requerirán inversiones por 2,4 billones de dólares, de los cuales la OPEP absorbería 680.000 millones de dólares, los países en desarrollo 210.000 millones de dólares y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) 900.000 millones de dólares (OPEP, 2007: 17). A la fecha, la OPEP ha tomado la iniciativa, expandiendo su capacidad productiva y ampliando la capacidad no utilizada a unos 6,4 millones de barriles diarios, con lo cual se ha creado el margen de reserva adecuado

para mantener la estabilidad del mercado (EIA-*Short Term Energy Outlook* y STEO, marzo 2009; OPEP, 2009: 181).

Vistos los efectos de la crisis financiera mundial en la demanda de crudo y en los precios, no es factible que haya, en el corto y mediano plazo, mucho interés en el mundo en realizar inversiones adicionales a las ya hechas por la OPEP y ampliar más la producción. La Agencia Internacional de Energía sugiere que la demanda de crudo para el 2009 será de cerca de 3,1 millones de barriles diarios menos que en 2007 y 2008 y un 1,5% menor a lo previsto en noviembre de 2008 (AIE, OMR julio 2009). De octubre de 2008 a marzo 2009, los precios perdieron un 60% de su valor y la recuperación a julio de 2009 ha sido parcial, al ascender a US\$ 63/B. El panorama del mercado mundial de energéticos se vislumbra radicalmente distinto al que existió cuando se puso en bolsa parte del patrimonio de ECOPELROL y pone en duda la capacidad del país de atraer inversiones.

III. SOBRE EL MANEJO DEL PATRIMONIO PETROLÍFERO NACIONAL

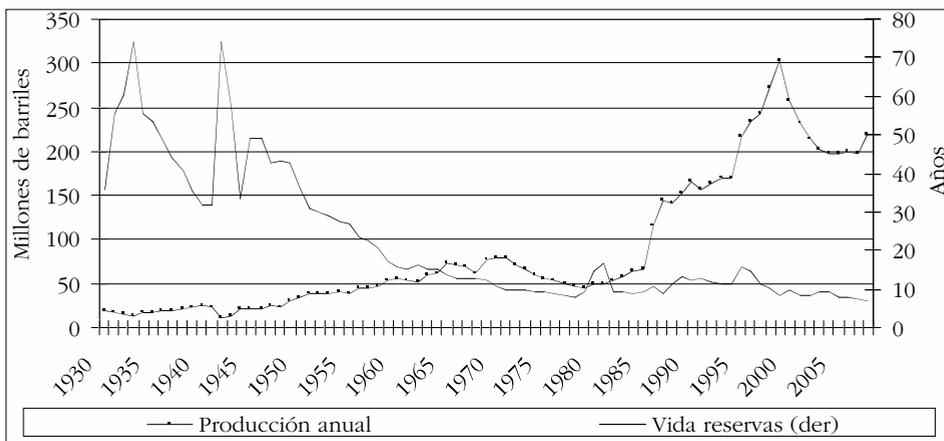
III.1. *La imparable pérdida de reservas*

Desde el fin de las concesiones, la política petrolera colombiana refleja la profunda contradicción entre diferentes intereses públicos que pujan por captar segmentos de la renta petrolera. Por una parte, aquellos que han privilegiado una política típica de los Estados rentistas que tratan de utilizar plenamente los derechos de propietarios de los recursos del subsuelo, extraer la máxima renta y aprovecharla para expandir el gasto fiscal. Por otra parte, las prioridades de aquellos sectores que han privilegiado un Estado pequeño, con mínima participación en la economía y el manejo ortodoxo de la política económica. Las regiones beneficiarias de parte de las regalías están interesadas en maximizar la renta e intensificar la explotación y las exportaciones (Puyana, 2002: 33-47). Desde 1951 cuando finalizaron las concesiones, Colombia mantuvo la presencia del capital privado extranjero en las actividades aguas arriba (exploración, desarrollo de campos y extracción de crudo) y aguas abajo (refinación de petróleo), conservando la propiedad nacional de las reservas, pero cediendo en propiedad parte de ellas para compensar por los gastos en exploración. A pesar de gravar intensamente a las empresas extranjeras asociadas (*British Petroleum*, Occidental, Shell, entre otras), restringió al máximo las inversiones directas de ECOPELROL y contuvo la propiedad de las reservas. Así limitó su poder de negociación ante las compañías extranjeras y el aporte a la economía en términos, por ejemplo, de avances tecnológicos similares a Petrobras Brasil (PETROBRAS), además de recursos fiscales y divisas. Esta dualidad desanimó las inversiones y rezagó a Colombia en el mundo petrolero (Puyana, 1997: 39).

La política de hidrocarburos ha consistido en ceder renta del Estado a cambio de que se realicen inversiones en exploración, se renueven las reservas probadas y se extienda su vida útil. El Gráfico II sugiere que este objetivo no se ha logrado. En la larga historia del petróleo colombiano, el factor constante ha sido el agotamiento de las reservas,

interrumpido esporádicamente con el descubrimiento de Orito, Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. Con la entrada al mercado petrolero mundial de participantes más atractivos como México, Venezuela y el Medio Oriente, la importancia de Colombia decayó y con ella las inversiones, no lográndose mantener la capacidad productiva. El incremento del consumo interno y las ventas externas, no compensado con exploración, ejerció presión sobre las reservas. La vida útil continúa en descenso, según las más recientes noticias de la EIA y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El peso de Colombia en las reservas mundiales se redujo del 0,3 % en 1992 al 0,1 % en el 2008. Al primero de enero del 2009 Colombia disponía de 1.360 millones de barriles de reservas, los que a la producción registrada en 2008, bastarían para seis años y medio de producción (AIE, OMR, julio 2009; EIA, marzo 2009).

GRÁFICO II

COLOMBIA: PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO¹ Y VIDA ÚTIL DE LAS RESERVAS². 1930-2009

1: En millones de barriles año.

2: Años de producción.

Fuente: Cálculos propios basados en: ECOPELROL (2009) y EIA (2009).

Hacia inicios de la década de 1960 ya era evidente que Colombia se convertiría en importador neto. Resultaba urgente modificar los términos contractuales considerando los cambios en el mercado mundial. Esa búsqueda de inversiones extranjeras se ha plasmado en numerosas modificaciones en los contratos que no han reflejado plenamente la limitada competitividad de Colombia en el mundo petrolero y han reflejado la utopía de la gran riqueza del país (Puyana, 1997). En efecto, el potencial petrolífero colombiano es relativo en términos internacionales, si bien el significado para el país es enorme ya que permite cerrar las brechas que limitan su crecimiento económico: de ahorro interno, externo y fiscal. Para las empresas internacionales el panorama es diferente. Colombia concentra el 0,1% de las reservas, el 0,7% de la producción y el

0,3% del consumo de crudo mundiales y agota sus reservas a un ritmo superior al mundo. Los costos de exploración y desarrollo son elevados por las dificultades geológicas y técnicas. Perforar un pozo en Cusiana costó cerca de 20 millones de dólares (Puyana, 1994: 70-81). La exploración y el desarrollo de un pozo (*finding costs*) en Cusiana, demanda cerca de US\$ 7,7/B y US\$ 3,29/B en gastos de operación. Para agosto de 2009 los costos de producción se han elevado a US\$ 10,41/B (ECOPETROL, 2008). Cifra moderada comparada con los Estados Unidos o el Mar del Norte⁷. Los costos de operación (*lifting costs*) son medios, aunque no los de transporte por la ubicación de los yacimientos respecto de los puertos de exportación y sitios de consumo. Los costos de producción a finales del 2008 subieron a US\$ 15 dólares/B y los de añadir un barril a la capacidad productiva, entre 8 y 5 dólares, según el campo. Los cálculos colocan a Colombia entre los sitios de costos superiores a los de Venezuela y México, para no hablar de Irak o los países del Golfo Pérsico, pero muy inferiores a los estadounidenses (Puyana, 2009: 99-129).

Colombia califica como país de altos costos relativos en los factores de riesgo que analizan las empresas al momento de decidir invertir (Puyana, 2009: 129). La política petrolera colombiana ha sido oportunista y el gobierno ha cambiado las condiciones contractuales a su favor cuando las condiciones lucían propicias, ya sea por los precios internacionales o cuando las reservas descubiertas resultaban mayores a lo esperado (Puyana: 1994 y 2000). Un factor de desincentivo de las inversiones extranjeras ha sido la valoración de la seguridad de los trabajadores y las instalaciones.

Con los cambios en el 2003, y muy especialmente en el 2006, ECOPEPETROL se convirtió en empresa mixta, con acceso al capital privado nacional y extranjero; pasó a competir con las empresas extranjeras en la adjudicación de cuencas petrolíferas nacionales. Esta reforma, por el interés de los propietarios de acciones, puede introducir estabilidad en los contratos, si bien no contienen ninguna garantía de que parte de las ganancias se inviertan en exploración en el país. En las secciones siguientes se presentarán datos para una aproximación, a partir de la última reforma, a la trayectoria de la actividad petrolera nacional y de las finanzas de la empresa.

III.2. Las reformas a la política petrolera colombiana

La Ley 20, aprobada en 1969, nacionalizó los recursos minerales y delegó en el gobierno declarar reserva nacional todas las zonas petroleras del país (ECOPETROL, *Legislación Petrolera*, 2009). Encargó a ECOPEPETROL adelantar la explotación directamente, o en asociación con capital público o privado, nacional o extranjero, y la autorizó a negociar los contratos correspondientes con compañías privadas. Desde 1970, se han otorgado 335 contratos de asociación, la mayoría de los cuales se han terminado al no encontrar petróleo o por resultar no rentables dadas las condiciones de los campos. La

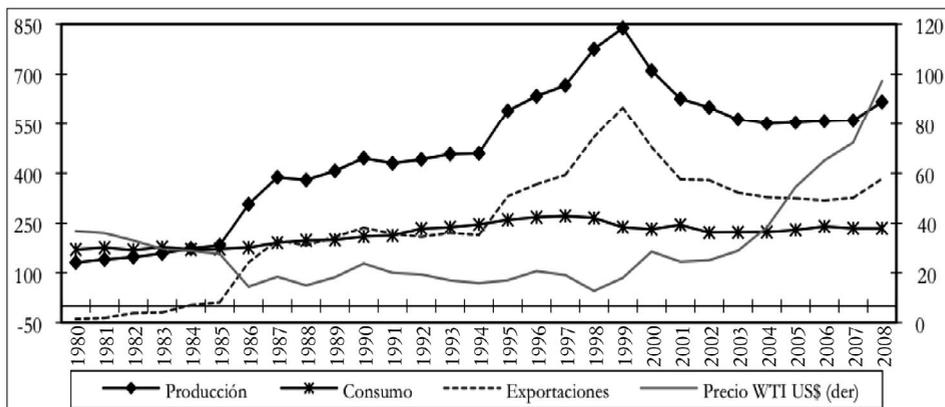
7. En el 2008 los costos de exploración y desarrollo en Estados Unidos ascendieron a 63,71 dólares el barril (EIA, 2009).

producción descendió, el consumo avanzó y fue necesario importar durante 1977 y 1984, período de altos precios, para satisfacer hasta el 20% del consumo interno en 1980 (Gráfico III). Estas importaciones agravaron los desequilibrios externos de un país dependiente de las exportaciones de otros productos básicos que, como el café, el banano o las flores, sufrían graves caídas de las cotizaciones externas.

Caño Limón permitió al país expandir a gran velocidad la producción y recobrar la capacidad exportadora en 1985, cuando los precios externos del crudo iniciaron su descenso e incrementaron los excedentes exportables: del 6% de la producción en 1985 al nivel récord del 71% en 1999. Dicha capacidad descendió a partir de ese año, precisamente cuando las cotizaciones externas se recuperaban. La explotación creció, gracias a Cusiana y Cupiagua, hasta llegar a una producción de 750.000 B/D (barriles diarios), nivel que se mantuvo durante un año, con lo que se sugiere que estos campos no contaron con la capacidad que prometían. La producción se estabilizó en unos 550.000 barriles diarios (repuntó en 2008 a un promedio de 590.000 B/D), que se distribuyeron casi por mitades entre el mercado interno y las ventas foráneas, teniendo éstas una ventaja de un par de puntos porcentuales. La desaceleración del consumo interno, por la crisis de finales de la década de 1990 y su no muy fuerte ni sostenida recuperación posterior, ha permitido compensar el descenso de la producción y mantener los ingresos por exportaciones, que se incrementan con la escalada de precios. Ver Gráfico III.

GRÁFICO III

COLOMBIA: PRODUCCIÓN, CONSUMO, EXPORTACIONES Y PRECIOS DEL PETRÓLEO. 1960-2007



Fuente: Elaboración propia basada en *BP Statistical* (2009).

Por sus magros resultados el Contrato de Asociación Colombiano fue modificado en varias ocasiones, para ampliar la renta captada por el gobierno colombiano, y para incrementar la rentabilidad de los inversionistas. Se instrumentaron cinco tipos de contratos: el Tipo A o «50-50» (1969-1989); el Contrato Tipo B o de «distribución escalonada» (1990-1994); el Tipo C o «de factor R» (1994-1999); el tipo D o «de factor R al

30-70%» (1999-2003) y el Nuevo Contrato de Concesión (NC) (2004 a la fecha) (Puyana, 2009: 129)⁸. El Gráfico IV muestra los efectos de los diferentes contratos en la firma de convenios, la exploración y las reservas.

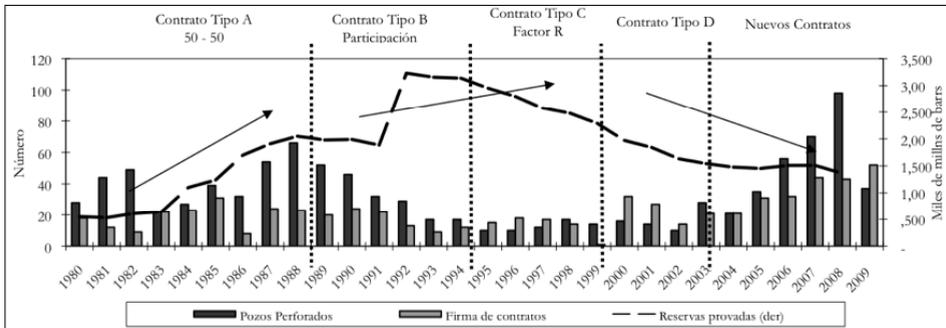
- a) Contrato Tipo A. 1969-1989. Este contrato distribuyó la producción de crudo por mitades entre ECOPETROL y el inversionista privado, después de deducir el 25% de las regalías; la Tasa Interna de Retorno (TIR) en promedio fue del 42,76% y la participación para el Estado del 79,83% del flujo de caja del proyecto. Bajo este régimen tuvieron lugar los grandes descubrimientos de petróleo en Caño Limón y Cusiana y las reservas crecieron a 2.000 millones de barriles en 1989.
- b) Contrato tipo B. Escala deslizante. 1990-1994. Fue aprobado en 1989 e introducido en 1990, luego del descubrimiento de Cusiana y Cupiagua. Las regalías se fijaron a una tasa uniforme del 20% para todos los campos. Luego de descontar las regalías, la producción se dividía en 50-50%. La escala deslizante restó interés a los inversionistas ya que la renta del gobierno resultaba superior al 80% y la TIR promedio disminuyó al 41,35%.
- c) Contrato tipo C. Factor R. 1994-1999. En 1994, el contrato B fue modificado ya que no ofrecía rentabilidad a los yacimientos fuera de las áreas promisorias y desarrolladas, ni a los descubrimientos de gas natural. Se adoptó el factor R, para equilibrar la distribución de la producción entre la compañía asociada y ECOPETROL. La TIR se redujo al 37,9 % y elevó el *State Take* promedio al 82,5% (Van Meurs *et al.*, 1997: 57). Las inversiones no se reactivaron, no obstante el incremento registrado en el número de contratos firmados (Armengol *et al.*, 2000: 36-38).
- d) Contrato tipo D. Factor R al 30-70%. 1999- 2003. El factor R se modificó, introdujo la escala descendente para las regalías, de acuerdo al tamaño de los campos, eliminó la tarifa uniforme del 20% y redujo la renta media del gobierno. Luego de la declaración de comerciabilidad, la participación de ECOPETROL cayó al 30% en los campos pequeños. Lo más importante fue la reducción del *State Take* a un promedio de 66,5% y el incremento de la TIR hasta un 52,9%.

No obstante todas estas modificaciones, ni las inversiones fluían ni las reservas se reponían. En el 2002 el número de pozos exploratorios perforados cayó al nivel más bajo desde 1980 y las reservas se agotaban rápidamente (ver Gráfico IV). Las autoridades decidieron un cambio más radical, siempre dentro del principio de no elevar las inversiones de ECOPETROL, bajo el argumento de que el Estado no debe asumir riesgos. Se reintrodujeron las concesiones para romper el círculo: sin inversiones en exploración no hay descubrimientos y sin éstos no llegan inversiones para la exploración. En junio de 2003, mediante el Decreto 1760, el Gobierno Nacional escindió a ECOPE-TROL en tres entidades: ECOPETROL, S. A., encargada del negocio petrolero, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a cargo de la política petrolera, y una tercera empresa

8. Los textos de los contratos se pueden obtener en ECOPETROL (2009).

encargada de los negocios no estratégicos. En diciembre de 2003 la ANH presentó al público un borrador sobre los elementos básicos del nuevo régimen fiscal petrolero: el retorno del país al sistema de concesiones petroleras. El paso siguiente fue poner en bolsa el 20% de las acciones de ECOPELROL el 27 de agosto del 2007, a un valor de 14.000 pesos la acción (ECOPELROL, 2007).

GRÁFICO IV
COLOMBIA: IMPACTO DE LAS REFORMAS A LA POLÍTICA DE CONTRATACIÓN PETROLERA:
CONTRATOS, RESERVAS, POZOS*



* Las flechas indican la trayectoria de las reservas en el período de cada tipo de contrato.
Fuente: Elaboración propia con base en Informe Anual (2008) y PB AMOCO (2008).

III.3. El nuevo contrato de concesión –NCL– (2004 hasta la fecha). ¿El retorno a las concesiones?

El retorno a las concesiones es la más radical de las reformas a la política petrolera nacional desde su abolición en 1969. Constituye la parcial privatización del patrimonio público y ubica a esta industria totalmente en línea con el talante liberal característico de la economía nacional. El gobierno reiteró en su favor, como en todas las reformas anteriores, que el objetivo único de la política es elevar la competitividad de la industria en la tarea de atraer inversión nacional y extranjera, pública o privada y garantizar la autonomía energética nacional (Barrios *et al.*, 2005: 35-38).

En resumen, se trataría de reducir los riesgos que afectan las inversiones, elevar la tasa de retorno y su valor presente neto, sin incrementar el riesgo asumido por el Estado. Son varios los cambios esenciales para tal fin, respecto a la política de asociación y producción compartida: (1) Recompensa al riesgo exploratorio en 100% para el inversionista. Él no es socio forzoso al comprobarse el éxito exploratorio. Luego del pago de las regalías, el inversionista puede disponer de todas las reservas y la producción. (2) Él recibe regalías e impuestos y sólo obtiene un beneficio o renta adicional cuando se generen ganancias extras por precios altos. (3) La duración de los contratos en

explotación hasta el agotamiento de los campos. (4) Las concesiones se adjudican directamente a las empresas que las soliciten y paguen los cánones respectivos sin que medie licitación alguna. (5) La obligación de transferir tecnología hasta por cien mil dólares, considerada como un gesto simbólico.

CUADRO I
CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL NUEVO CONTRATO DE CONCESIÓN

Tipo de contrato	Sistema de regalías/impuestos
Duración	Exploración: 6 años con prórrogas de 0-4 años Evaluación: 1-2 años con prórroga de 0-2 años Explotación: 24 años por yacimiento, con prórroga
Programas de trabajo	Exploración: programa mínimo por fase, ajustable Evaluación: a discreción del contratista Explotación: plan aceptado por la ANH con Programas de trabajo anuales
Operaciones	Autonomía y responsabilidad del contratista Seguimiento de ANH
Términos económicos	100% de la producción para el contratista, después de regalías Regalías escalonadas + impuestos Pago eventual del 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (<i>trigger price</i>) de aprox. US\$27/bbl WTI. El gas natural y el crudo pesado no pagan Los activos pertenecen al contratista

Fuente: ECOPEL (2004).

En la sección siguiente se plantean los efectos de este contrato, en términos de los objetivos planteados por el gobierno y toma en cuenta de elementos de análisis de políticas públicas, especialmente la de privatizar empresas públicas (Easterly, 2001: 260-275; Stein *et al.*, 2006: 19-35; Wolf *et al.*, 2009a: 23-50 y 2009b: 2642-2652).

IV. LA ACTIVIDAD PETROLERA CON EL CONTRATO DE CONCESIÓN Y LA PRIVATIZACIÓN

IV.1. Los nuevos términos contractuales y la mejoría de la rentabilidad

Algunos elementos del nuevo contrato llaman a la reflexión: en primer lugar, la vigencia del contrato hasta el agotamiento del recurso; en segundo término, la amplia autonomía de los contratistas para el manejo de los contratos y de los programas de evaluación; tercero, que se otorgue titularidad por el 100% de las reservas descubiertas, que implica el fin de la política de participación estatal en la producción, establecida en 1969 en las diversas modalidades de contratos de riesgo compartido; finalmente, el reconocimiento de la totalidad de los costos de exploración y el establecimiento del precio de activación (US\$ 27/B), que implica el pago de impuesto de un 30% por las

ganancias extraordinarias cuando los precios efectivos superen los de activación (*trigger price*). No se establece si son dólares constantes o corrientes. Los términos de las nuevas concesiones son beneficiosos al inversionista y ubican a Colombia en el lugar 57 en competitividad, por arriba de Trinidad y Tobago, Brasil, Perú, Argentina o Ecuador (ANH, 2006). No obstante, es aún prematuro evaluar el impacto sobre las reservas, aunque sí se han detectado cambios en la actividad exploratoria, pero no en la adición de reservas al ritmo de la producción, como se verá.

CUADRO II
DERECHOS Y OBLIGACIONES EN EL NUEVO CONTRATO DE CONCESIÓN

Impuestos		
Renta	35%	
Tasa del impuesto sobre la renta	5%	
Remesas	7%	
Regalías Escalonadas		
Cánones		
Por el uso del subsuelo	0,75 USD	Por las primeras 100.000 hectáreas
	1,00 USD	Por las siguientes hectáreas
Por barril producido	1,00 USD	Reajutable en 3% desde 2006
Transferencia de tecnología	100.000 USD	Por contrato

Fuente: Elaboración propia basada en ECOPETROL (2009).

El *State Take* promedio para todo tipo de campo cayó del 70% de los contratos anteriores al 52%. Es de un 54% para los campos de menos de 10 millones de barriles y asciende al 51,6% para los de más de 300 millones. El *Government Take* promedio descendió del 60%, registrado para los contratos A, B y C, al 52,3% en promedio para todo tipo de pozos. No obstante, es superior al existente en los contratos D, y se considera una desmejora importante en este indicador. Al igual que en el caso del *State Take*, se penalizan los campos pequeños y de más probable descubrimiento y se premian los grandes descubrimientos. Se evidencia también una considerable mejoría en la evolución del valor presente neto, el instrumento más importante en la toma de decisiones de inversión, al pasar de US\$ 0,45/B en el contrato tipo C, el más bajo de todos los contratos, a US\$ 1,26/B en las nuevas concesiones. Para los campos de más de 300 millones de barriles, se estima que puede ascender a US\$ 1,91 y puede ser un 30% menor en el caso de pozos pequeños. Finalmente, la tasa interna de retorno es del 63%, en promedio para los campos de más de 100 millones de barriles y asciende al 89% para los que superan los 300 millones.

En resumen, los contratos son más atractivos para los inversionistas y es de esperar que se manifiesten los objetivos esperados respecto al aumento de las reservas y beneficios para la sociedad. El primer efecto ha de ser el aumento en las inversiones en

exploración, el número de pozos explorados y el volumen de reservas añadidas propiedad de ECOPEL. Esto ha de conducir a la extensión de la vida útil del recurso y al aumento de la producción, de suerte que el país y la empresa garanticen, en primer lugar, el abastecimiento de su demanda interna y el ingreso fiscal y, en segundo término, las exportaciones y la entrada de divisas.

IV.2. La firma de contratos, las inversiones en exploración y la adición de reservas

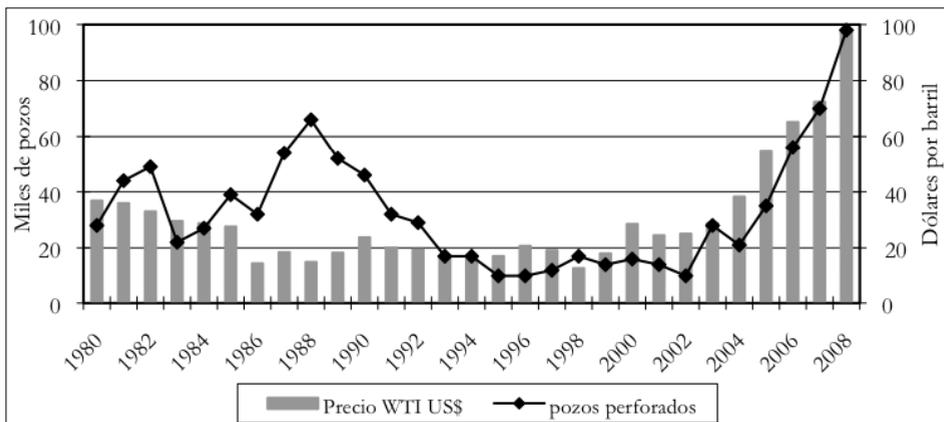
Diversos factores determinan la decisión de invertir en uno u otro país y no exclusivamente en las modalidades y los términos contractuales⁹. La firma de contratos de exploración petrolera en Colombia parece reaccionar positivamente a los cambios en la Política Petrolera Nacional, cuando éstos van en la dirección de reducir la renta que capta el gobierno y elevar la tasa de retorno de los inversionistas. No obstante, firmar convenios no implica el inicio de la actividad exploratoria sino que refleja la práctica empresarial de marcar territorio y cerrar acceso a competidores. Varios analistas, algunos de ellos especialistas en la economía del petróleo colombiano (Barrios *et al.*, 2005: 15; Ávila *et al.*, 2006: 38), sugieren con argumentos y ejercicios sólidos que en las decisiones de invertir en Colombia las expectativas de precios y de tasas de interés pesan quizás más que las condiciones contractuales. La decisión de cuándo, dónde y cuánto invertir depende de la evaluación del riesgo geológico, de la estabilidad política del país, del respeto a los términos de los contratos y, finalmente, de las expectativas de precios y tasas de interés. No es fácil determinar con precisión el peso de cada factor, pero es necesario considerarlos en conjunto cuando se definen las estrategias políticas. En el Gráfico II se presentó la evolución de los contratos firmados, el número de pozos perforados entre 1980 y 2008 y la evolución de las reservas durante la vigencia de los diferentes contratos, todo lo cual sugiere la trayectoria de las inversiones. El incremento de la exploración entre 1892 y 1990, a pesar de la depresión de los precios, es el efecto del hallazgo de Orito, Cupiagua y Cusiana, megacampos de importancia mundial. No obstante, no crecieron las reservas.

La relación directa entre precios y exploración, presentada en el Gráfico V, es más evidente después de 1995 y mucho más clara desde el 2006. No es factible atribuir todo el incremento a la nueva legislación, como tampoco al efecto precios. Nuestros cálculos sugieren que un 1% de cambio en los precios del petróleo va acompañado de una variación en pozos perforados del 0,75%. El resto lo inducen los demás elementos arriba mencionados, especialmente los riesgos geológicos, políticos y técnicos; la tasa de éxito exploratorio y, finalmente, la relación entre los precios futuros y las

9. La OPEP (2009: 164-175) señala los factores que afectan las decisiones de inversión en las actuales condiciones mundiales. Sobresalen los costos de los equipos de exploración y la incertidumbre respecto de los precios resultante del carácter de recurso financiero que los fondos de inversión dieron al petróleo en años recientes, lo cual elevó la especulación con futuros y agravó la inestabilidad de las cotizaciones.

tasas de interés. Adicionalmente hay que considerar la tasa de agotamiento de las reservas. Por lo general, a mayor riesgo resulta superior la tasa de retorno esperable (Puyana *et al.*, 1997; para una versión más reciente ver Razif, 2001: 25-38).

GRÁFICO V
RELACIÓN ENTRE EL NÚMERO DE POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS
Y LOS PRECIOS MUNDIALES DEL CRUDO



Fuente: Cálculos propios basados en AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cifras Estadísticas, consultado en http://www.anh.gov.co/media/indicadores/indicadores_dic_08_web_1.xls y A. PUYANA (2002 y 2008).

IV.3. Las inversiones en exploración y los costos de la adición de reservas

En el Cuadro II se presenta la evolución de algunos indicadores de la actividad exploratoria en el país, en los diferentes períodos de vigencia de los contratos. El período 2004-2008, cuya evaluación nos ocupa, resalta en varios aspectos. A pesar del incremento en la producción anunciado por ECOPEPETROL en sus boletines e informes de 2009, la producción anual promedio del período es inferior a la registrada en los períodos 1990-1994 y 1994-2003. No obstante, entre el 2005 y el 2008 la extracción de crudo se elevó de US\$ 551.000 a 581.000 B/D (a una tasa anual del 1,8%). Se logra elevar la tasa de recuperación de las reservas, la cual, no obstante, permanece baja (33% por debajo de la producción récord registrada en 1999). Es de anotar que se ha elevado la tasa de reposición, pero la vida útil de éstas continúa a la baja, aunque a menor ritmo. Por otra parte, hay un notable aumento en las inversiones en exploración, que en promedio para el período 2004-2008 registraron 349,8 millones de dólares, gracias al incremento de las realizadas por ECOPEPETROL ya que las inversiones de las empresas asociadas (promedio 164,6 millones de dólares) permanece muy por debajo de las que se realizaran entre 1990-1999, lo cual parecería confirmar el diagnóstico de CERA (*Cambridge*

Energy Research Associates), sobre el interés que podría despertar el nuevo contrato y el impacto del ambiente externo. Sí es de recalcar el aumento del número de pozos perforados y la relación de éxito, que ECOPEPETROL ubica en un 47%.

Hay que señalar respecto a estos resultados que tanto la exploración como el aumento en la producción han tenido lugar en campos maduros y en proceso de producción casi final. Los cambios en estas variables responden también al incremento de los precios -24% anual entre el 2004 y el 2007- los que fueron complementados con las bajas tasas de interés. A mediados del 2007, se esperaba que la escalada de precios fuera sostenida. Las expectativas de precios altos y de bajas tasas de interés conforman el ambiente ideal para invertir aún en áreas de costos relativamente altos. En Colombia el costo de añadir barril a las reservas probadas es elevado si se ha reducido el de perforar un pozo y es notable el cambio en el monto de las inversiones directas de ECOPEPETROL (ver Cuadro II).

Durante el período 1978-2001, las inversiones de la empresa no superaron el 18% del total (Puyana, 2009: 35), por la política de restringir las inversiones directas bajo el argumento de que no debe asumir ningún riesgo elevado¹⁰. Esta norma condujo a que en el 2001 la ECOPEPETROL sólo invirtiera en exploración 19 millones de dólares, cuando había registrado utilidades netas antes de impuestos cercanas a los dos mil millones de dólares. En el 2002, cuando ya se había tomado la decisión de capitalizar la empresa -pero antes de la venta de las acciones- las inversiones directas de la estatal ascendieron al 30% de las totales, como una forma de ampliar el patrimonio a vender. En el 2006 cubrieron más del 58% incluyendo las de la ANH, y en el 2008 cubrieron el 77% de las inversiones totales en exploración.

Llama la atención que las inversiones directas fueron una opción que siempre se rechazó bajo el pretexto de que, al incrementar ECOPEPETROL las inversiones directas, se induciría un efecto de *crowding out* de las privadas, cuando en realidad éstas no se realizaban precisamente por el bajo riesgo asumido por la paraestatal petrolera. Hay una correlación directa y fuerte entre las inversiones de la empresa pública y las privadas la cual sugiere que aquéllas antes que alejar estimulan las inversiones privadas.

V. LA PRIVATIZACIÓN Y LAS FINANZAS PÚBLICAS Y PRIVADAS

Antes de evaluar los efectos en las finanzas de la empresa, se repasa su situación financiera para establecer si la única solución a sus problemas financieros era la bursatilización.

10. Entrevista de la autora, en mayo de 2004, con un ex director de ECOPEPETROL que solicitó no ser identificado.

CUADRO III
ECOPETROL. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN, LA PERFORACIÓN
DE POZOS, LAS RESERVAS AÑADIDAS Y EL COSTO POR BARRIL Y POR POZO.
PROMEDIO ANUAL POR PERÍODO

Período	Inversión Exploración			Pozos A3	Reservas añadidas	Producción Año MM/B	Tasa rep. RESER.	Inversiones totales	
	ASOC.	ECOP.	Total					Barril*	Pozo***
78 - 89	142,3	36,0	178,4	40,5	202,3	79,6	263,9	2,0	4,5
90 - 94	223,1	34,6	257,7	28,6	391,2	161,3	243,8	2,0	12,5
94 - 99	245,7	42,3	288,0	14,2	73,6	236,4	32,8	4,7	21,7
99 - 03	151,1	39,5	190,6	16,6	72,2	242,1	31,1	1,4	13,3
04 - 08	179,8	143,2	323,0	56,0	167,5	203,2	83,2	1,7	7,7
93 - 08	208,5	68,1	276,7	28,0	102,0	219,6	49,3	2,9	16,1

* En 2007 incluye las inversiones de la ANH.

** Dólares por barril añadido.

*** Millones de dólares.

Reservas añadidas: millones de barriles.

Fuente: Cálculos propios basados en AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cifras Estadísticas, consultado en http://www.anh.gov.co/media/indicadores/indicadores_dic_08_web_1.xls y A. PUYANA (1997 y 2008).

V.1. Resultados operativos

A la vista de las relaciones financieras y presupuestales de ECOPETROL, sus finanzas eran sanas, como se deduce del Cuadro III. La relación de pasivos a activos (70%) permite cuestionar los argumentos de su ilíquidez. En el 2002 los costos operacionales no rebasaban el 34% de los ingresos brutos y las utilidades brutas rondaban el 37% de las entradas operacionales. En ese año, las regalías más los impuestos representaron alrededor del 25% de las ventas brutas y el 37% de las operacionales. Las utilidades después de estos pagos ascendían al 20% de los costos. Estas variables han evolucionado, al impulso del crecimiento de los precios del petróleo, a una tasa anual promedio del 33,7%, de suerte que entre 2002 y 2008 se triplicaron, mientras el volumen producido se contrajo al 0,003% anual (ver Cuadro IV).

Este gran incremento de las cotizaciones –una verdadera bonanza externa– explica buena parte del salto de la utilidad neta y operacional, en vista de que los costos fijos de exploración y extracción estaban dados y no tienen que crecer al ritmo de la bonanza de precios. Por esta razón, la relación de gastos operacionales a ingresos brutos cayó del 33% en el 2002 al 10% en el 2008. Los impuestos directos y los dividendos crecieron unos pocos puntos por arriba de los precios y las inversiones en grado significativo. Si bien las utilidades brutas ascendieron durante todo el período en revisión entre el 2006 y el 2008, fue considerablemente menos que los precios y los ingresos totales. Es interesante que la utilidad neta se expanda a mayor velocidad que la operacional, tanto por el efecto de los precios como por la reducción de los costos y

la baja tasa de crecimiento de las regalías, casi en un 50% por debajo de los precios y los ingresos brutos. Tanto las transferencias y los impuestos descendieron como porcentaje del PIB.

CUADRO IV
ECOPETROL: EVOLUCIÓN DE ALGUNAS RELACIONES FINANCIERAS. 2002-2008.
EN PESOS CONSTANTES DE 2008

Pesos constantes 2008	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Petróleo crudo	\$US / barril	32,95	36,87	47,65	65,66	76,02	82,09	97,26
Ingresos operacionales	BILLNS de pesos	14,06	15,40	16,57	18,66	21,24	24,43	34,66
Utilidad operacional	BILLNS de pesos	3,06	4,03	4,89	5,42	5,50	9,61	12,70
Utilidad neta	BILLNS de pesos	1,92	2,13	2,67	3,91	3,91	5,67	11,89
EBITDA (Utilidad Bruta)	BILLNS de pesos	5,53	5,99	7,22	8,24	9,44	11,35	14,89
Activos	BILLNS de pesos	35,02	35,10	35,29	39,37	48,64	52,62	49,79
Pasivos	BILLNS de pesos	24,55	23,04	22,72	23,33	24,59	23,30	14,39
Ingresos totales	BILLNS de pesos	14,98	16,20	17,21	19,10	21,23	24,43	34,66
Gastos OPER y no OPER	BILLNS de pesos	5,01	4,27	5,23	5,30	7,54	3,66	3,68
Impuestos directos	BILLNS de pesos	1,41	0,94	1,34	1,34	1,73	2,06	4,48
Regalías distribuidas	BILLNS de pesos	2,63	2,96	3,27	3,49	4,32	3,92	5,33
Inversiones ECOPETROL	BILLNS de pesos	2,01	2,42	3,59	3,62	3,25	4,89	10,18
Costos y gastos totales	BILLNS de pesos	14,94	15,63	17,46	17,03	21,18	16,85	23,13
Dividendos	BILLNS de pesos	1,58	1,45	1,46	1,56	2,31	4,89	4,76
Transferencias	BILLNS de pesos	5,59	5,45	5,82	6,48	8,53	11,31	13,39
Transferencias	% del PIB	1,9	1,8	1,8	1,9	2,3	3,0	2,7
Total transferencias e impuestos	% del PIB	2,7	2,5	2,5	2,6	3,0	3,6	2,98
Total transferencias e impuestos	% INGR. del gobierno	18,0	16,5	16,0	16,1	16,9	18,8	17,37

Fuente: Cálculos propios basados en ECOPETROL (2002-2008) y ANH (2002-2008).

V.2. Utilidades brutas y operacionales, regalías, impuestos y dividendos

Las modificaciones en las políticas cambiaron las relaciones entre, por una parte, los impuestos y las regalías y, por la otra, las utilidades brutas y operacionales. Estos cambios elevaron la renta que capta el sector privado y redujeron la que percibía el gobierno, ver Cuadro III. La relación de impuestos a utilidades brutas descendió del 73% al 37% en el 2008, por un menor crecimiento de los impuestos. Se modificó también la relación entre las regalías y la utilidad bruta, que descendió del 47% en el 2002 al 36% en el 2008, ya que las regalías crecieron al 17% anual en esos años (y a sólo 11% entre 2006-08).

Los gravámenes, como porcentaje de los ingresos totales, crecieron del 9,4% al 13%, mientras las regalías registraron un descenso del 4%, lo que sugiere que se renuncia a parte de la renta a cambio de los cánones directos. Esta evolución se constata por el intenso descenso de las regalías y de la utilidad, de cerca del 130% a menos del 45% entre el 2002 y el 2008 (ver Cuadro III). Otro ángulo para ver el sacrificio de renta es comparar la evolución de los dividendos con la de las regalías. Mientras los primeros crecieron al 112% desde el 2006, las regalías lo hicieron al 11%; un ritmo inferior al de los precios externos. Parte de los dividendos va a ECOPETROL y demás agencias públicas que poseen acciones, otra parte a los inversionistas. Lamentablemente, de la información presentada por ECOPETROL (Informe Anual 2008), no es clara la estructura de la propiedad accionaria privada ni el destino de sus dividendos. Tampoco se dispuso de información sobre el destino de los dividendos que reciben los entes públicos. Sí queda claro que se han elevado los dividendos. En el 2008 el valor del dividendo fue de 150 pesos por acción (es decir, el 8,87% del precio de la acción) y en el 2009 se elevó a 220 pesos por acción que equivale al 13% del costo de una acción.

V.3. *Inversiones, ganancias, rendimientos*

La relación entre las inversiones y los ingresos operacionales es digna de un análisis más detallado que el que se presenta aquí, pues sugiere las prelacións del cuerpo de accionistas. En el 2002 las inversiones cubrieron casi una cuarta parte de los ingresos operacionales. En ese año se invirtió cerca del 93% de la utilidad operacional, el 36% de la utilidad bruta y el 104% de la utilidad después de impuestos y regalías. Así pues, la privatización para fortalecer las finanzas de la empresa y resolver una supuesta insolvencia y falta de recursos para invertir no se justifica a la luz de las relaciones expuestas. Durante el período del 2006 al 2008, las inversiones se expandieron al 68% anual, tasa sólo superada por las utilidades netas. Mientras se duplicó la relación de las inversiones como proporción del ingreso total, éstas descendieron considerablemente, como proporción de las utilidades netas, quizás por el incremento de los dividendos. No obstante sí es de registrar el incremento de las inversiones, aunque éstas no fluyeron totalmente a la exploración, como se vio en la sección anterior.

Así, los resultados financieros durante los períodos del 2002 al 2006 no explican del todo la razón de la apertura y la venta de las acciones, salvo las estrategias de tipo fiscal y políticas. En el primer caso, se trata de acopiar, de una sola vez, recursos extraordinarios para abultar los ingresos fiscales. Esto con el fin de atender compromisos de deuda externa y las crecientes demandas de gasto, tales como el Plan Colombia o los subsidios a los exportadores, para poder compensar la apreciación del peso sin elevar las tasas impositivas¹¹. En el segundo, se buscó abrir aún más las

11. El gobierno colombiano ha dedicado toda la renta petrolera a financiar todo tipo de gastos, menos la expansión o la renovación de las reservas. Esta política se mantiene, como lo prueban las

compuertas a la inversión privada, en un sector que aún se mantenía al margen de la política de privatización iniciada a finales de la década de 1980. Del Cuadro III se desprende –además del descenso de las regalías como proporción de las utilidades brutas y netas, en relación a los dividendos– que el monto de las regalías por barril cayó casi en un 4%, mientras los dividendos por barril ascendieron al 33% anual.

V.4. Privatización y ganancias privadas

Para establecer los efectos de la operación bursátil, es necesario considerar la trayectoria del valor de las acciones en relación al precio establecido por el gobierno, ilustradas en el Cuadro III. El gobierno optó por capitalizar a ECOPEPETROL mediante la venta en la bolsa, el 27 de agosto del 2007, del 20% del patrimonio estatal petrolero, con el argumento de acopiar los recursos necesarios para el Plan de Desarrollo Empresarial. En los próximos cinco años ECOPEPETROL requiere de US\$ 12.500 millones. Esto representa cerca de US\$ 2.500 millones por año para consolidar la recuperación de la actividad exploratoria, continuar el desarrollo de campos maduros y de crudos pesados además de ampliar la capacidad de refinación. Es evidente, del Cuadro III, que desde el 2002 las utilidades brutas (EBITDA) de ECOPEPETROL se acercan a esa cifra, y que en el 2006 superaron los 4.000 millones de dólares. Por los cambios en la legislación, las utilidades después de los impuestos superaron en el 2006 a los US\$ 3.000 millones; es decir, cubren el 72% de la meta de inversión. Las regalías ascendieron a US\$ 1.800 millones. Bastaría un ajuste en la tasa impositiva para financiar el total de la inversión requerida.

Por otra parte, ECOPEPETROL tiene bonos de deuda pública (CETES) de largo plazo por varios miles de millones de dólares que le sirven de colateral de crédito. Si el país desea aumentar su demanda interna, el aporte fiscal y su presencia en el mercado estadounidense, deberá adicionar reservas y expandir su producción más allá de las metas expuestas por la ANH. Bajo estos supuestos, la ampliación de la producción y la reposición de reservas demandarían inversiones cercanas a los 5.500 millones de dólares anuales durante los cinco años del plan de la empresa, asumiendo idénticos costos de adición de reservas a los experimentados durante el período 2004-2006 (ver Cuadro II). Con recursos propios de la empresa, más las inversiones de las asociadas, es factible lograr esa meta. La producción proyectada por los entes oficiales es menor, lo cual sugiere que se sacrificarían exportaciones o adquirirían reservas externas. En todo caso, se limitaría el aporte del sector al balance externo y a las cuentas fiscales.

Quedan dos preguntas importantes por responder: ¿Se vendieron las acciones al precio que representa el valor de la empresa? ¿Cuál debe ser el destino de la capitalización? Todo parece indicar que las acciones se vendieron por debajo del precio que

declaraciones del 24 de julio de 2009, del ministro de Hacienda, Óscar Iván Zuluaga. Ver *El Espectador* del 24 de julio de 2009.

corresponde al valor real de la empresa, lo que constituye un traslado encubierto del patrimonio nacional a los compradores (ver Gráfico VI)¹².

La estrategia de capitalización se presentó al público. Así se efectuó, para crear un sector capitalista popular, al limitar el número de acciones por comprador y dar preferencia a los fondos de seguridad social y al sector solidario. No se puso ninguna condición sobre venta posterior de las acciones adquiridas. El valor de venta inicial de 1.690 pesos por acción, registrado el 28 de noviembre del 2007, ascendió a 2.895 pesos, que fue el precio máximo en julio del 2008. La última cotización disponible, correspondiente al 20 de agosto del 2009, es de 2.730 pesos. La valorización de las acciones de ECOPE-TROL se evidencia en el Gráfico VI. La acción ganó el 65% de su valor, es decir, se valorizó a una tasa del 2,93% mensual.

GRÁFICO VI
VALOR DE LAS ACCIONES DE ECOPETROL. NOVIEMBRE 2007 - AGOSTO 2009.
PESOS POR ACCIÓN



Fuente: Elaboración propia basada en ECOPETROL. Consultado: enero 2008 y agosto 21 de 2009. En <http://www.ecopetrol.com.co/historico.aspx>.

Según Sarmiento (2007), con cotizaciones externas del crudo de US\$ 90/B, el coste de contabilización del barril de reservas sería entre US\$ 50 y US\$ 65 y el valor de la empresa ascendería a unos US\$ 45.000 millones, es decir, superior en un 50% al precio que sirvió de base para la privatización (Sarmiento, 2007b). El autor agrega que en ese porcentaje se subvaloraron las acciones (Sarmiento, 2007b). Así, el precio inicial de la acción de 1.400 pesos ganó el 50% en pocos días; para el 11 de noviembre del 2007 se cotizaba en 2.010 pesos y en mayo del 2008 llegó a un precio récord de 2.900 pesos.

12. Ver E. SARMIENTO (2007a).

El 26 de marzo del 2009, luego de la caída de los precios del crudo, la acción de ECOPEPETROL se cotizó a 2.140 pesos y tenía una rentabilidad del 53 %, la mayor de todas las empresas colombianas que cotizan en bolsa (ECOPEPETROL, 2009).

A mediados del 2009 se elevó el dividendo de 150 a 220 pesos lo que puede explicar el incremento del precio de la acción a pesar de la caída de los precios del crudo desde finales del 2008. Vista estas ganancias y el descenso del peso de las regalías, no es claro definir qué tanto se eleva el bienestar de la población. El acelerado cambio de propietario de millones de acciones pocos días después de la inicial puesta en la bolsa, parece corroborar que se trató de una transferencia masiva de riqueza nacional a manos privadas. La rotación de acciones ha sido intensa. Se han intercambiado siete veces, considerando el número de acciones inicial y el número de las que se han intercambiado desde noviembre del 2007.

VI. CONCLUSIONES

La trayectoria de la política petrolera colombiana constituye un valioso ejemplo de ejercicios equivocados de valoración de un patrimonio nacional ignorando las condiciones internacionales. La utopía de que Colombia tenía recursos ingentes y poder de mercado duró por casi todo el siglo XX. Este mito ignoró los factores geopolíticos y la política de valorización del crudo de la OPEP la cual permitió las inversiones en Colombia. Hoy se regresa al esquema de las concesiones y a una apertura al capital privado. Esto cuando mundialmente las empresas petroleras públicas se fortalecen por la bonanza de precios.

Los argumentos a favor de esta última estrategia no son convincentes y ocultan las verdaderas razones. La empresa nunca estuvo quebrada sino que siempre generó los recursos suficientes para financiar sus planes de expansión y renovación o adquisición de reservas. Las utilidades antes de impuestos fueron siempre elevadas y suficientes para acometer las inversiones requeridas para mantener la vida útil de las reservas. Sin embargo, la renta petrolera absorbió la totalidad de las utilidades y no dejó a la empresa fondos financieros para invertir en la reposición de las reservas extraídas, mucho menos para ampliar la capacidad productiva. Durante la vigencia de las diferentes modalidades de contratos de asociación del período 1970-2004, no se permitieron las inversiones directas de ECOPEPETROL –más por razones ideológicas que de eficiencia empresarial– lo cual no permitió abatir el riesgo geológico. Una vez tomada la decisión de privatizar sí se elevaron las inversiones directas de la empresa estatal con lo cual se estimularon las de las asociadas y se amplió el patrimonio a vender.

A la fecha no se ven resultados muy alentadores en términos de renovación de reservas y de abatimiento de costos. No es claro si esta nueva estrategia logrará asegurar el abastecimiento nacional de crudo y gas, o si éste requiera comprar reservas en el extranjero y elevar las importaciones. Sí se evidencia, en primer lugar, que la estrategia de venta de acciones permitió inmediatas y elevadas ganancias bursátiles. Se registró también el ascenso de los dividendos distribuidos, el descenso de las regalías y de otros

tributos, tanto en relación con las utilidades antes y después de impuestos, al tiempo que hubo una disminución relativa de las inversiones. Si bien ha crecido la capitalización de ECOPEPETROL, ha caído la de las empresas asociadas, de suerte que no ha crecido al ritmo esperado el monto de los recursos destinados a exploración.

La experiencia colombiana presentada da pistas útiles sobre el manejo de los recursos petroleros y sobre la racionalidad de las políticas instrumentadas durante más de medio siglo. Ilustra las restricciones externas e internas que limitan el margen de libertad de los gobiernos en el diseño de la política petrolera y fiscal, señalan además las razones de las decisiones de privatización, detrás de las cuales no siempre está la rentabilidad de la empresa ni el mejor uso del patrimonio nacional. En las privatizaciones hay fuertes elementos de economía política y deben ser analizadas también desde esta óptica.

VII. BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA. *Oil Market Report*, marzo de 2009. En <http://omrpublic.iaea.org/currentissues/high.pdf>.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA. *Oil Market Report*, agosto de 2009. En <http://omrpublic.iaea.org/currentissues/high.pdf>.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). *Minuta Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos*. Bogotá: ANH, 2006.
- AKOMAYE, Agba y OBI, Ben. *Oil rent management and fiscal federalism: the nigerian experience*, diciembre 2007. En http://www.ideaswebsite.org/feathm/mar2007/PDF/Ben_Obi.pdf.
- ARMENGOL, C. y GERMAIN, J. Growth rate in E&P investments slowed to 3% since 1998. *Oil and Gas Journal*, March 13, 2000: 36-38.
- BAPTISTA, Asdrúbal. El Capitalismo Rentístico Elementos Cuantitativos de la Economía Venezolana. *Cuadernos CENDES*, 2005, vol. 22, n.º 60: 95-111.
- BARRIOS, Adriana Elvira y CÁRDENAS VALERO, Juan Carlos. ¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia? *Serie Energía y Desarrollo*, 2005, n.º 2: 35-38.
- BRITISH PETROLEUM. *BP Statistical Review of World Energy June 2009*.
- CÁRDENAS VALERO, Juan Carlos. Evaluación económica del nuevo contrato petrolero. *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, 2004, n.º 14: 5-7.
- CHONG, Alberto y LÓPEZ DE SILANES, Florencio. *Mitos y Realidades de la Privatización en América Latina*. Washington: Banco Interamericano de Desarrollo, 2008.
- DI TELLA, Rafael; DUBRA, Juan y MACCULLOCH, Robert. A resource belief-curse? Oil and individualism. *National Bureau of Economic Research*, 2008, Working Paper, n.º 14556. En <http://www.nber.org/papers/w14556>.
- ECOPEPETROL. *1.400.000, paquete mínimo de acciones de Ecopetrol*. Consultado el 23 de marzo de 2007 en <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=275&conID=40375>.
- ECOPEPETROL. *Boletín de Prensa 2009*. Consultado el 15 de enero de 2009 en <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?conID=41907&catID=148>.
- ECOPEPETROL. *Simulador de Rentabilidad*. Consultado el 25 de mayo de 2009 en <http://www.ecopetrol.com.co/categoria.aspx?catID=279>.
- ECOPEPETROL. *Legislación Petrolera*. Consultado el 23 de julio de 2009 en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2004/legislacion/legislacion_1948-1976.htm.

- ECOPETROL. *Informe Anual 2008*. Consultado el 8 de agosto de 2009 en <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/InformeAnual2008/exploracion-produccion.htm>.
- EL ESPECTADOR. Minhacienda no descarta venta de nuevas acciones de Ecopetrol. *El Espectador*, 24 de julio de 2009. En <http://www.elespectador.com/economia/articulo152433-minhacienda-no-descarta-venta-de-nuevas-acciones-de-ecopetrol>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Annual Energy Outlook 2009*. Consultado el 17 de marzo del 2009 en http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/aeoref_tab.html.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *World Proved Reserves of Oil and Natural Gas, Most Recent Estimates*. Consultado el 22 de marzo del 2009 en <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/reserves.html>.
- FISCHER, Frank; MILLER, Gerald y MARA, Sidney. *Hand Book of Policy Analysis. Theory, Politics and Methods*. London: Palgrave, 2006.
- HILL, Michael y HUPE, Peter. *Implementing Public Policy*. London: Sage, Politic Texts, 2002.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Oil Market Report, 2008. Crude Oil Production, 2009*. Consultado en <http://www.eia.doe.gov/neic/infosheets/crudeproduction.html>.
- KATZ, Menahem. *Lifting the Oil Curse. Improving Petroleum Revenue Management in Subsabarian Region*. Washington D.C.: International Monetary Fund, 2004.
- LI-CHEN, Sim. *The Rise and Fall of Privatization in the Russian Oil Industry*. New York: Oxford University Press (St. Antony's Series), 2009.
- MABRO, Robert. *Oil in the Twenty-First Century. Issues, Challenges, and Opportunities*. New York: Oxford University Press, 2006.
- MABRO, Robert. El nacionalismo petrolero, la industria del petróleo y la seguridad energética. *Análisis del Real Instituto Elcano*, 2007, n.º 114. En http://www.realinstitutoelcano.org/analisis/ARI2007/ARI1142007_Mabro_nacionalismo_petrolero.pdf.
- MAHVASH, Saeed Qureshi. *Africa's Oil Abundance and External, Competitiveness: Do Institutions Matter?* Washington D.C.: International Monetary Fund (WP/08/172), 2008.
- MARCEL, Valerie y MITCHEL, John. *Oil Titans: National Oil Companies in the Middle*. Washington D.C.: Chatham House/Brookings Institution Press, 2006.
- MOMMER, Bernard. *The governance of International Oil. Changing the Rules of the Game*. Oxford: OIES (Working Paper n.º 26), 2000.
- MOMMER, Bernard. *Global Oil and the Nation State*. USA: Oxford University Press, 2002.
- OPEP. *World Oil Outlook*. Viena: OPEP, 2007.
- OPEP. *World Oil Outlook*. Viena: OPEP, 2008.
- OPEP. *World Oil Outlook*. Viena: OPEP, 2009.
- OSSOVSKY, Rolando y VILLAFUERTE, Mauricio. *Managing the Oil Revenue Boom: the Role of Fiscal Institutions*. Washington D.C.: FMI (ocasional paper n.º 260), 2008.
- PUYANA, Alicia. *Entrevistas en Londres y Bogotá*. 1994 y 2002.
- PUYANA, Alicia. Mexican Oil Policy and Energy Security Within NAFTA. *Journal of Political Economy*, 2005, vol. 35, n.º 2: 82-111.
- PUYANA, Alicia. La Política Petrolera Colombiana o el Accidentado Tránsito de las Quimeras a la Realidad. En ROUSSEAU, Isabelle. *América Latina y petróleo: los múltiples desafíos de cara al siglo XXI*. México, D.F.: Colmex, 2009, en imprenta.
- RAZIF, Razak. Assessment of potential oil and gas exploration investments: management perspective. *Jurnal Teknologi*, Jun, 2001, 34(E): 25-38.
- SARMIENTO, Eduardo. El regalo de ECOPETROL. *El Espectador*, 1.º de diciembre del 2007a.
- SARMIENTO, Eduardo. La transferencia inequitativa de ECOPETROL. *El Espectador*, 3 de noviembre del 2007b.

- STEIN, Ernesto; TOMMASI, Mariano; ECHEBARRÍA, Koldo; LORA, Eduardo y PAYNE, Mark. *La política de las políticas públicas. Progreso económico y social en América Latina*. Washington D.C.: BID, 2006.
- URRUTIA, Miguel. On the Absence of Economic Populism in Colombia. En DORNBUSH, Rudrisch y EDWARDS, Sebastian (eds.). *The Macroeconomics of Populism in Latin America*. Chicago: Chicago University Press, 1991, pp. 369-392.
- VAN MEURS, Paul y SECK, Anthony. Government takes decline as nations diversify terms to attract investment. *Oil & Gas Journal*, 1997: 57.
- WOLF, Christian. Does Ownership Matter? The Performance and Efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987-2006). *Energy Policy*, 2009, vol. 37, n.º 7: 2642-2652.
- WOLF, Christian y POLLITT, Michael. The Welfare Implications of Oil Privatization: A Cost-Benefit Analysis of Norway's Statoil. EPRG Working Paper n.º 0905, January 27, 2009. Disponible en SSRN <http://ssrn.com/abstract=1260280>.

CONTROL CIUDADANO A LA GESTIÓN DE LAS REGALÍAS:
¿NUEVAS CONDICIONES DE GOBERNANZA
EN EL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO?
*Citizen accountability in royalty's management:
new governance conditions in the Colombian oil sector?*

Ana Carolina GONZÁLEZ ESPINOSA
Sciences-Po Paris (Francia)
✉ ana.gonzalezepinosa@sciences-po.org

BIBLID [1130-2887 (2009) 53, 43-65]
Fecha de recepción: diciembre del 2008
Fecha de aceptación y versión final: septiembre del 2009

RESUMEN: El objetivo de este artículo es analizar la introducción de criterios de transparencia y rendición de cuentas en la gestión de las regalías petroleras en Colombia. A través del estudio de los Comités de Seguimiento y Evaluación a la Inversión de Regalías (CSIR), se intenta indagar si los dispositivos de control ciudadano implican nuevas condiciones de gobernanza en el sector petrolero. Para ello, se presentan primero los argumentos que facilitan la inscripción de la gestión local de las regalías como un tema problemático en la agenda pública. Posteriormente, se describe el surgimiento de los CSIR en respuesta a dicho problema, se analizan los factores que permiten su desarrollo y el nuevo tipo de interacciones Estado-Sociedad que genera su implementación en el ámbito local. En el último aparte, se presentan las inquietudes que suscitan estas nuevas condiciones de gobernanza en términos de su contenido democrático y de sus alcances.

Palabras clave: gobernanza, gestión de regalías petroleras, *accountability* social, democracia local, Colombia.

ABSTRACT: This article aims at analyzing the introduction of transparency and accountability standards for oil royalties' management in Colombia. Through the study of the Royalties' Investment Evaluation and Follow-Up Committees (CSIR), the article intends to understand if the social accountability mechanisms create new governance conditions in the oil sector. The first part presents the arguments that support the positioning of royalties' management as a problematic topic on the public agenda. Then, the emergency of CSIR is described as a response to such problem, analyzing the elements that make possible its development and the new type of State-Society interactions engendered through its implementation at the local level. Finally, the article

presents some questions about the democratic content and the real scope of these new governance conditions.

Key words: governance, oil royalties' management, social accountability, local democracy, Colombia.

I. INTRODUCCIÓN¹

El petróleo constituye hoy uno de los recursos más importantes con que cuenta la economía colombiana. El gran peso de los hidrocarburos en las exportaciones² y en los ingresos que recibe el Estado así lo corroboran³. Dado que se trata de un recurso estratégico, el diseño de las políticas tendientes a regular su gestión ha estado rodeado de numerosas polémicas, que se traducen a su vez en modificaciones paulatinas de la gobernanza sectorial. Durante casi todo el siglo XX, el debate acerca del papel del Estado en la explotación petrolera y sobre la mejor configuración Estado-Mercado en la regulación de esta actividad estuvo en el centro de la discusión pública⁴.

En este marco, la gobernanza del sector petrolero colombiano ha sufrido dos importantes transformaciones en la última década: por un lado, se reafirma el papel central del mercado en la política petrolera del país y su apertura hacia la inversión extranjera, que había empezado ya a inicio de la década de 1990. En efecto, durante dicha década, al igual que en la mayoría de los países del subcontinente, las reformas petroleras siguieron las tendencias de las reformas neoliberales con la liberalización de los contratos de exploración y producción, de las actividades de transporte, refinación y comercialización, y con la modernización o capitalización privada de empresas nacionales⁵. Durante los últimos años, contrario a la tendencia de algunos países de la región que han tendido a renacionalizar sus recursos energéticos, el gobierno colombiano ha fortalecido el proceso de flexibilización y reestructuración del sector petrolero. Se

1. El presente artículo forma parte de los análisis preliminares realizados por la autora como candidata a doctorado del Instituto de Estudios Políticos de París (*Sciences-Po*), y se inscribe, por lo tanto, en el marco de la tesis doctoral en curso: *El sector privado como promotor y objeto del control ciudadano: una nueva gobernanza de los recursos naturales en América Latina*. Dicho trabajo de investigación ha sido apoyado por la Universidad Externado de Colombia de la cual la autora es docente e investigadora en formación. La autora agradece las sugerencias de los evaluadores anónimos de *América Latina Hoy, Revista de Ciencias Sociales*.

2. Las exportaciones del petróleo y sus derivados constituyen más del 30% del total. DANE (2009).

3. Desde 1994 hasta el 2007, se estima que departamentos y municipios han recibido cerca de 17 billones de pesos por regalías. EL TIEMPO (2008a).

4. En 1948 la huelga para presionar la reversión al Estado de la Concesión de De Mares desemboca en la creación de la Empresa Colombiana de Petróleos; en 1974 la empresa estatal adquiere un mayor protagonismo con la creación del contrato de asociación; pero en 1990 Colombia, al igual que la mayoría de los países de la región latinoamericana, inicia un proceso de apertura y liberalización del mercado que se traduce en una flexibilización del sector petrolero y un llamado a la inversión extranjera.

5. Ver G. FONTAINE (2003).

destaca, por ejemplo, la creación de una agencia reguladora independiente de la empresa petrolera estatal, la capitalización privada de ECOPETROL y la implementación de un nuevo contrato petrolero, que algunos llaman de concesión moderna y que busca aumentar la competitividad del país.

El otro cambio a destacar en el sector petrolero se refiere a la introducción de nuevos mecanismos de diálogo con diversos actores sociales. La multiplicación de los conflictos socioambientales derivada del incremento de las actividades extractivas y del fortalecimiento de las organizaciones sociales, particularmente de los indígenas, ha dado lugar a la creación de dispositivos de participación de las comunidades afectadas en la gestión petrolera. Estos mecanismos van desde la comunicación a los actores involucrados de las operaciones a realizar o la obtención de información desde la comunidad, hasta procesos de consulta sobre acciones a emprender por parte del Estado a las empresas extractivas⁶. Su desarrollo ha sido disímil en los diferentes países de América Latina, mientras en Perú se observan mayores desarrollos respecto a la consulta previa de las comunidades afectadas por la actividad extractiva, algunas empresas en Colombia han tratado de vincular a la población local en el seguimiento al impacto social y ambiental⁷. Llama la atención en el caso colombiano la introducción de dispositivos que promueven la participación ciudadana para fortalecer la transparencia y rendición de cuentas en la gestión de las regalías petroleras⁸. De hecho, el debate específico sobre la disyuntiva Estado-Mercado en la regulación del sector petrolero en Colombia (política petrolera, tipo de contratos, entre otros) se mantiene al margen de la atención mediática, que parecería concentrarse en los problemas asociados a la gestión de las regalías por parte del Estado.

Este artículo propone un análisis de las transformaciones mencionadas, en particular de las que tienen que ver con la introducción de nuevos instrumentos de transparencia y rendición de cuentas en el sector petrolero colombiano, a través de dispositivos de control ciudadano⁹. Aunque el artículo se concentra en el caso colombiano, es importante mencionar que la implementación de este tipo de instrumentos forma parte de una tendencia internacional, que incluye iniciativas como la de la campaña Publiquen Lo Que Pagan, a través de la cual una coalición internacional de ONG aboga porque se cree un sistema que obligue a las empresas extractivas a hacer públicos los pagos que hacen a los diferentes gobiernos¹⁰. Por su parte, la Iniciativa por la Transparencia

6. Ver W. ARENSBERG *et al.* (2008).

7. La empresa PetroMinerales en Colombia involucró a las comunidades, tanto en la elaboración de la línea de base como en el proceso de evaluación de impactos y en el diseño de posibles medidas de manejo. En W. ARENSBERG *et al.* (2008).

8. Las regalías son la compensación económica que pagan las empresas petroleras al Estado colombiano, por la producción, transporte, refinación y comercialización del crudo.

9. Entendemos el control ciudadano en la misma línea de lo que se denomina en Colombia control social y que algunos autores llaman en inglés *social accountability*; es decir, las experiencias donde los ciudadanos o la sociedad civil controlan a sus gobernantes por medio de mecanismos diferentes a las elecciones. Ver E. PERUZZOTTI y C. SMULOVITZ (2006).

10. <http://www.publishwhatyoupay.org/es>.

de la Industria Extractiva (ITIE) convoca a empresas extractivas y a gobiernos para que voluntariamente se sometan a un proceso que permite monitorear los pagos realizados y recibidos, contando con la verificación de representantes de la sociedad civil nacional¹¹. Aunque en América Latina y el Caribe este tipo de experiencias son incipientes, vale la pena resaltar que Perú y Trinidad y Tobago ya se han vinculado a la ITIE¹².

Esta tendencia se manifiesta en Colombia, entre otros, a través de la creación de los Comités de Seguimiento y Evaluación a la Inversión de las Regalías (CSIR) que constituirán el estudio de caso de este texto. En este artículo se pone entonces de relieve el contexto en el cual surgen estos comités, su proceso de creación y algunas consideraciones preliminares sobre su puesta en marcha. El objetivo es determinar si estas experiencias indican un nuevo modo de gobernanza en el sector petrolero. Se busca comprender las lógicas que rigen la interacción entre los actores involucrados, cómo se coordinan las actividades y se distribuyen los recursos de poder entre los actores y qué inquietudes suscitan estas nuevas formas de coordinación.

El análisis se inscribe entonces en el campo de investigación sobre la gobernanza, que se entiende como «un proceso de coordinación de actores, grupos sociales e instituciones para alcanzar objetivos discutidos y definidos de forma colectiva» (Le Gales, 2006: 5-6). Se trata de un marco teórico más acorde con las actuales formas de gobernar, que nos permite repensar los mecanismos a través de los cuales se construye el interés general, se agregan los esfuerzos y recursos de actores diversos y se ponen en marcha estrategias de acción conjunta (Le Gales, 2006: 39). Un modo de gobernanza hace entonces referencia así a las formas de interacción que emergen entre el Estado y La Sociedad¹³, que a su vez son actores heterogéneos, de forma que al interior de ellos existen grupos e individuos con intereses y valores diferentes, en ocasiones contradictorios¹⁴.

El trabajo aborda, en un primer momento, el contexto en el marco del cual surgen los CSIR, haciendo énfasis en la forma como la utilización de las regalías petroleras, por parte de los gobiernos locales, se posiciona como elemento clave de la agenda pública en el sector petrolero. En el segundo capítulo, se presentan en detalle los comités, las condiciones que permiten su surgimiento y se aborda la pregunta sobre cómo su puesta en marcha implica unas nuevas condiciones de gobernabilidad en el control a las regalías. Por último, se indican algunos de los retos que emergen de las interacciones entre los actores al interior de los comités. El artículo está basado en más de 30 entrevistas realizadas durante el 2008 a funcionarios públicos, representantes de las

11. <http://eitransparency.org/>.

12. Además de la implementación de la ITIE también se encuentran en Perú otras iniciativas de este tipo. Por un lado, los dispositivos Mejorando la Inversión Municipal que difunden información sobre el monto de recursos que reciben las municipalidades por concepto de canon minero y hacen seguimiento a la forma como la municipalidad los invierte (ver http://www.mim.org.pe/acerca_mim.php). Por otro lado, la iniciativa Vigila Perú desarrolla un sistema de vigilancia que hace seguimiento a la industria extractiva (ver <http://www.participaperu.org.pe/vigilaperu/index.shtml>).

13. Ver J. PIERRE y B. G. PETERS (2000).

14. Ver concepción del Estado y de la sociedad civil como actores heterogéneos en E. DAGNINO y A. OLVERA *et al.* (2006) o J. FOX (2000).

empresas y de la sociedad civil ante los comités departamentales de Córdoba y Sucre. En este sentido, el análisis se deriva principalmente del estudio de estos dos comités aunque los diferentes actores entrevistados hicieron mención de su trabajo en el marco de otras experiencias como el CSIR Arauca y Huila.

II. LA CONSTRUCCIÓN DEL PROBLEMA DE LAS REGALÍAS

Antes de estudiar los dispositivos de control ciudadano, es importante entender cómo la gestión de las regalías se inscribe como problema en la agenda pública. En efecto, este proceso de surgimiento del tema condiciona los términos del debate, la forma como será tratado y eventualmente las decisiones. Este aparte intenta estudiar los elementos cognitivos que permiten definir el asunto *–issue–*, los actores en juego, sus discursos y la información con base en la cual los construyen, partiendo de la base que no existen problemas públicos totalmente naturales y objetivos, sino que todos son en parte fruto de una construcción social (Garraud, 2006: 58).

La gestión de las regalías petroleras en Colombia involucra numerosos actores, entre los cuales están: las empresas petroleras que pagan estas regalías; el Ministerio de Minas y Energía que realiza las liquidaciones para el pago de las regalías de hidrocarburos; la Agencia Nacional de Hidrocarburos que recauda estos pagos, realiza las retenciones de ley y luego transfiere los recursos a las entidades públicas según los porcentajes establecidos en la ley; las entidades territoriales receptoras de regalías directas (departamentos y municipios productores o portuarios) o del impuesto que pagan las empresas por el transporte de los hidrocarburos; el Ministerio de Hacienda y Crédito Público que recauda y administra los recursos destinados al Fondo Nacional de Regalías¹⁵; el Departamento Nacional de Planeación (DNP) que coordina el registro y control de los proyectos financiados por este Fondo; y la Contraloría General de la República que ejerce el control fiscal de las regalías directas recibidas por los departamentos y municipios.

Sin embargo, aunque el proceso de gestión de estos recursos es complejo y concierne a diferentes actores, la información que se ha puesto a disposición de la opinión pública ha concentrado el debate en la utilización y control de las regalías en el nivel local. Por un lado, los medios de comunicación han hecho eco de los múltiples escándalos de corrupción en el manejo local de las regalías. La apropiación de los recursos públicos por parte de los políticos y de grupos armados ilegales, la financiación de elefantes blancos, fiestas y cócteles con las regalías han generado sin duda un rechazo masivo en la opinión y han dejado entender que el problema central en la gestión de las regalías está en los departamentos y municipios. En febrero de 2008, por ejemplo, un artículo del diario *El Tiempo* señalaba:

15. Es un fondo cuenta constituido con el remanente de los recursos no asignados directamente a los departamentos y municipios productores o a los municipios portuarios (Ley 141 de 1994). Está adscrito al Departamento Nacional de Planeación.

El escándalo por la posible pérdida de 7.000 millones de pesos de regalías del Casanare –denunciado hace una semana por el propio Gobierno– dejó en evidencia que los controles instaurados en los últimos años se han convertido en «rey de burlas» para mandatarios locales (*El Tiempo*, 2008b).

Por otro lado, algunos informes de las entidades del nivel central sustentan esta aproximación al problema. Los reportes del DNP indican que las regiones más beneficiadas con recursos de regalías no han obtenido buenos resultados en el Índice de Calidad de Vida (ICV), lo que sugiere que los índices de mortalidad infantil, de cobertura en salud, educación y agua potable no han mejorado como se esperaba¹⁶. Adicionalmente, basado en el pobre incremento de los recursos locales provenientes de otros impuestos¹⁷, el DNP denuncia el poco impacto que las regalías han tenido sobre la actividad económica de las regiones receptoras. El argumento se basa en que las regalías deberían permitir a las regiones promover actividades económicas diferentes a la explotación petrolera, de tal forma que el impacto futuro del agotamiento de los hidrocarburos no sea tan importante. Para el DNP, estos pobres resultados en los indicadores sociales y económicos se asocian fundamentalmente al considerable número de irregularidades que se cometen con las regalías (los recursos son asignados a actividades diferentes a la previstas por ley, a gastos de funcionamiento, no se destinan suficientes recursos a las interventoras técnicas, entre otros). Otras entidades del nivel nacional, como el programa Presidencial de Lucha contra la Corrupción, retoman este tipo de argumentación¹⁸.

Por su parte, los informes de la Contraloría muestran también el importante número de irregularidades, muchas de ellas asociadas a corrupción, que caracterizan la gestión de departamentos y municipios beneficiarios. Sin embargo, señalan otras dificultades de los funcionarios locales en la elaboración y seguimiento de los contratos, así como en la gestión contable e incluyen en su diagnóstico los problemas ligados a la gestión que el DNP hace de los recursos del Fondo Nacional de Regalías¹⁹. De hecho, los roces entre este organismo de control y el DNP han sido evidentes, y esta última entidad también sugiere la existencia de problemas considerables en el control fiscal realizado por la Contraloría²⁰. Con todo, desde ambas entidades la explicación o historia

16. En 1993, los departamentos del Meta, Huila, Casanare y Arauca, principales receptores de las regalías petroleras, se encontraban por debajo de la media nacional en el Índice de Calidad de Vida. Diez años después (en 2003) Meta y Huila superaban apenas el Índice de 1993; en Casanare y Arauca, el índice se había deteriorado. Ver ECOPETROL *et al.* (2008).

17. Según el DNP, el monto de los impuestos recolectados a nivel local en estas regiones sigue apenas el promedio nacional.

18. Ver Propuesta de una Política de Estado para el Control de la Corrupción en http://www.anticorruptcion.gov.co/entidad/docs_politica/libro_preside.pdf.

19. Se critica por ejemplo la atomización de los proyectos del Fondo que aprueba demasiados proyectos de montos inferiores a 500 millones de pesos. Ver J. RESTREPO y O. VELANDIA *et al.* (2002).

20. El DNP manifestaba, por ejemplo, que en 2007 había transmitido información sobre más de 8.000 irregularidades a la Contraloría sin que ésta hiciera todos los trámites correspondientes (ver nota en el diario *El Tiempo*, 24 de febrero de 2008).

causal²¹ que prima está ligada a la corrupción y la falta de capacidades de los gobiernos locales en la gestión de las regalías.

Algunos académicos y funcionarios señalan que los pobres resultados en los índices de calidad de vida y las dificultades tributarias de las entidades territoriales están también asociados a la complejidad de la normatividad que rige el uso y asignación de los recursos, al crecimiento de la población que genera el boom petrolero y a la poca capacidad de maniobra que tienen algunos mandatarios locales debido a la presión de grupos armados ilegales en la zona (guerrilla y paramilitares)²². No obstante, estos argumentos se tienen en cuenta sólo de forma parcial y se integran a la lectura general del problema en términos de corrupción e incapacidad del nivel local. De cierta forma, los discursos del nivel central, que se perciben como más técnicos, asociados a cifras y reportes, parecen tener más eco, e incluso legitimidad, que las consideraciones «políticas» de los actores locales, percibidas más como un reflejo de la defensa de intereses particulares o político-electorales.

El interés del gobierno nacional y de agencias de control por el tema indica que se trata de un problema que nace particularmente desde el Estado. Si bien la opinión pública puede también rechazar la gestión inadecuada de las regalías, la acción pública destinada a combatirla nace sobre todo desde las instituciones públicas nacionales y no como fruto de un movimiento social o de la presión de grupos de la sociedad civil. Cambios en la normatividad, modificaciones en las instituciones de regulación y formación de funcionarios públicos hacen parte de las medidas tomadas. Es en este contexto que surgen estrategias relacionadas con la promoción de la transparencia y la rendición de cuentas, ligadas a un control ciudadano activo sobre los recursos de regalías. Es el caso de la experiencia que aborda este artículo, los CSIR, pero también de otras iniciativas como las Auditorías Visibles, un programa del gobierno nacional que busca hacer seguimiento a la ejecución de los principales proyectos de infraestructura financiados con las regalías, involucrando a los beneficiarios de dichas obras. El gran interrogante es entonces cómo estos dispositivos reconfiguran las condiciones de gobernanza en la gestión de las regalías. En el siguiente capítulo se intentará darle respuesta a través del estudio del surgimiento y puesta en marcha de los CSIR.

III. LOS COMITÉS DE SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN A LA INVERSIÓN DE LAS REGALÍAS- CSIR: NUEVAS CONDICIONES DE GOBERNANZA PARA VIGILAR EL USO DE LAS REGALÍAS

Los CSIR nacen a finales del 2003 como una iniciativa impulsada por los órganos de control del nivel nacional –Contraloría General de la República y Procuraduría

21. Una historia causal se refiere a la forma que toman las argumentaciones y explicaciones de las políticas públicas donde «los eventos son organizados según un plan, son reagrupados en una trama caracterizada por relaciones causales entre las acciones». BANERJEE (1998: 193) citado por C. RADAELLI (2006).

22. Ver, por ejemplo, el último estudio sobre incidencia de los actores armados en la gestión pública local en F. VELÁSQUEZ (2009).

General de la Nación—. Estas instituciones convocan a las empresas petroleras²³, a los gobiernos locales y a representantes de la sociedad civil en varios departamentos receptores de regalías, para conformar unos comités que estarían destinados a «permitir una acción mancomunada [...] con el propósito de velar por el buen uso de los recursos de regalías» (Contraloría General de la República, 2005). Actualmente, existen cinco comités en pleno funcionamiento en los departamentos de Arauca, César, Córdoba, Huila y Sucre. La conformación de los comités varía según el departamento, pero en general asisten representantes de la sociedad civil (gremios, universidades, asociaciones profesionales, organizaciones sociales, veedurías ciudadanas y en algunos casos delegados de los indígenas o de las mujeres), de los gobiernos locales (aunque en algunos comités sólo son invitados sin derecho a voto), de las empresas extractivas que operan en la región y de los órganos de control que actúan con voz pero sin voto.

Según el diseño inicial de la Contraloría, los comités tenían asignadas un número importante de funciones que incluían actividades de vigilancia a la ejecución de obras, de formación de líderes sociales y funcionarios, y de difusión de información. Este último componente tenía una gran importancia puesto que se esperaba que los comités elaboraran informes periódicos sobre el monto, utilización y perspectivas de las regalías en cada uno de los departamentos. Aunque actualmente se han redefinido las actividades de algunos comités y se han hecho modificaciones a su funcionamiento inicial, se podría decir que efectivamente la principal actividad de éstos ha sido la recolección de información, la difusión de la misma y, en esta línea, la organización de audiencias de rendición de cuentas en las que los gobiernos locales deben informar a la comunidad acerca del uso de las regalías. El funcionamiento de los comités es financiado por las empresas petroleras, quienes se han encargado en muchos casos de la gestión de los recursos y de la selección de los secretarios técnicos que coordinan la iniciativa.

Si bien hoy puede parecer evidente que este sinnúmero de actores actúen conjuntamente en el marco de los comités, la creación de estas instancias debió hacer frente a varias dificultades. Entre ellas, la reticencia inicial de las compañías petroleras a involucrarse en este tipo de iniciativas, las prevenciones de ciertos líderes sociales por la presencia de los gobiernos locales en el comité y la poca colaboración de algunos funcionarios públicos que se niegan de forma sistemática a facilitar el acceso a la información. Como lo menciona Daniel Kübler (2006: 17) en su artículo sobre la producción de la acción colectiva, en un contexto de interdependencia no jerarquizada, el voluntarismo de los actores se vuelve crucial para la concreción de resultados. ¿Qué elementos favorecen entonces en este contexto, aparentemente conflictivo, el surgimiento de una acción conjunta? Aunque estas acciones son a menudo el resultado de un sinnúmero de elementos, se destacan aquí tres factores fundamentales en la creación y puesta en marcha inicial de los CSIR. Se trata de aspectos que también pueden

23. Es importante mencionar que la iniciativa no se plantea solamente para el sector petrolero sino también para las regiones que reciben regalías provenientes de gas, carbón y otros minerales como el níquel.

ser entendidos como indicadores de cambio en las condiciones de gobernanza de la gestión de las regalías.

III.1. Fortalecer el control fiscal: la interacción entre los órganos de control y la sociedad civil

En primer lugar, existe un diagnóstico compartido según el cual los controles interatales y en particular el control fiscal ejercido por la Contraloría resultan insuficientes para prevenir la corrupción y las demás irregularidades en la gestión de las regalías. En efecto, el control ejercido por esta entidad pública es posterior y selectivo, lo que indica que no se puede controlar todo y que una vez se descubre la irregularidad ya es demasiado tarde²⁴. La mayoría de los actores entrevistados que participan en el CSIR comparten este argumento y muchos de ellos incluso denuncian la pasividad de los órganos de control, así como la falta de capacidad y/o de voluntad para tramitar las denuncias²⁵.

Más allá de la gestión de las regalías, esta problemática parece caracterizar, según los estudios de Guillermo O'Donnell (1998), las democracias latinoamericanas. Para él, existe una debilidad crónica de los pesos y contrapesos al interior del Estado, lo que denomina *accountability* horizontal²⁶. La respuesta es entonces, en muchos casos, una activación de la sociedad civil que entra a vigilar la gestión de sus gobernantes y a exigirle a las instituciones públicas que cumplan con las normas y que den resultados. Se multiplican así iniciativas que Enrique Peruzzotti y Cristina Smulovitz llaman de *accountability* social²⁷. Aplicando este análisis a la gestión de las regalías colombianas, podría decirse que la debilidad de la *accountability* horizontal (en este caso del control fiscal) suscita un llamado a la ciudadanía y la *accountability* social.

Este nuevo papel de la sociedad civil en el control de las regalías, como elemento de nuevas condiciones de gobernanza, genera algunas preguntas. ¿Se trata de transferir la función de vigilancia, tradicionalmente en manos del Estado, a la sociedad civil? Dadas las expectativas que se tienen de los comités –difusión de información sobre la gestión pública, promoción del control ciudadano, transferencia de denuncias a los órganos de control–, algunos se preguntan si estos dispositivos no funcionarían más como

24. Un control posterior implica que se realiza cuando los recursos ya han sido asignados y ejecutados (por ejemplo, los contratos ya ejecutados). Un control selectivo implica que no se controla la utilización de la totalidad de los recursos (por ejemplo, de todos los contratos) sino que se hace una selección de sólo aquellos que pueden implicar mayor riesgo.

25. La mayoría de los actores entrevistados hicieron declaraciones en este sentido.

26. La expresión *accountability* es a menudo traducida en español por rendición de cuentas y se inscribe en la temática sobre el control al poder. En este marco, existen tradicionalmente dos tipos de control sobre la administración pública: 1. Los efectuados por el Estado mismo (agencias de control, cortes o mecanismos de control interno, entre otros), también llamados *accountability* horizontal. 2. Los efectuados a través del voto por los mismos ciudadanos que deciden premiar o castigar la gestión de sus gobernantes, también llamados *accountability* vertical.

27. Mecanismos no electorales de control de las autoridades políticas, desarrollados por una multiplicidad de asociaciones ciudadanas, movimientos sociales o medios de comunicación. Ver E. PERUZZOTTI y C. SMULOVITZ (2006).

apéndices de la Contraloría. Sin embargo, más que reemplazar al Estado, podría afirmarse que los CSIR promueven una visión cooperativa de la interacción entre la sociedad civil y los órganos de control. Tanto en la propuesta inicial de estos últimos, como en el discurso de los actores locales, los CSIR se posicionan como aliados de esta institución. Se trata entonces de una visión cooperativa y no de competencia entre los comités y esta institución del Estado. De hecho, existe un énfasis constante, en particular por parte de los funcionarios de la Contraloría, en que los comités no tienen facultad para investigar las irregularidades cometidas con los recursos de las regalías, ni de sancionar a los responsables de dichas faltas. Estas competencias son exclusivas de los órganos de control y los CSIR sólo deben entonces alertarles o transmitirles las denuncias correspondientes. Así, para la mayoría de los miembros, los comités son la forma que tienen estas instituciones de realizar labores de prevención y de multiplicar la vigilancia, dada la selectividad de su control. Un funcionario de alto rango de este organismo declaraba, por ejemplo, que la única manera de mejorar el control era con la participación de los ciudadanos, que permitía multiplicar la vigilancia²⁸.

Adicionalmente, los CSIR podrían contribuir a relegitimar ante la opinión pública el papel de la Contraloría, que ha sido objeto de numerosas críticas y hasta de escándalos de corrupción por complicidad con las autoridades locales²⁹. Por otro lado, se espera que la difusión de información sobre el monto y uso de las regalías pueda influenciar las intenciones de voto de los electores, de forma que sea a través de este mecanismo electoral (*accountability* vertical) que se sancione o premie la gestión que los gobernantes hacen de estos recursos. De esta forma, el control ciudadano (*accountability* social) por medio de los CSIR busca sobre todo fortalecer los mecanismos tradicionales de control (*accountability* horizontal y vertical).

III.2. *El referencial de la participación y su puesta en marcha a nivel local: la interacción entre las autoridades locales y la sociedad civil*

En esta línea, cabe señalar que el llamado a la ciudadanía tiene eco también porque se produce en el marco de un contexto propicio. La participación ciudadana y la responsabilidad de los funcionarios públicos son principios centrales de la Constitución colombiana de 1991. Diversos instrumentos de participación son además incorporados como derechos en la Carta Magna (derecho de petición, revocatoria del mandato, acción popular, entre otros). La legislación colombiana incluye también diferentes mecanismos de fiscalización y vigilancia de la gestión pública. Dentro de ellos cabe destacar las veedurías ciudadanas que funcionan desde la década de 1980 y que fueron definidas por la Ley 850 de 2003 como mecanismos democráticos que permiten

28. Entrevista con un funcionario de la Contraloría de Bogotá, 3 de marzo de 2008.

29. Las mediciones de Transparencia por Colombia para el año 2003-2004 mostraron que el 56,3% de las contralorías departamentales estaban en un nivel alto o muy alto de riesgos de corrupción. Ver TRANSPARENCIA POR COLOMBIA (2004b).

a los ciudadanos u organizaciones sociales el ejercicio de la fiscalización sobre la gestión pública. En el marco de estos dispositivos jurídicos y aunque con dificultades, una gran variedad de iniciativas de veeduría o control ciudadano se ponen en marcha en el país.

Esta valoración de la implicación de los ciudadanos en los asuntos públicos se inscribe en una tendencia general de promoción de la participación tanto en América Latina como a nivel internacional. Algunos autores como Loïc Blondiaux e Yves Sintomer (2002: 19-20) hablan incluso de un «imperativo de deliberación» que se aplica a las políticas públicas actuales. Dicha reivindicación recubre actores muy diferentes:

En todas partes, en el mundo democrático, los actores y observadores de la política –líderes de partidos, asociaciones cívicas, organizaciones financieras internacionales, militantes de base, ciudadanos, periodistas e investigadores– han descubierto las bondades del concepto y han adherido a la causa de la participación y la rendición de cuentas (Schedler, 2004: 8).

Incluso de acuerdo con las teorías de la Nueva Gestión Pública (*New Public Management*) que se imponen en los procesos actuales de modernización del Estado (Hood, 1998), la participación ciudadana constituye un elemento importante para la administración de los asuntos públicos. En este contexto, si los órganos de control colombianos promueven iniciativas de participación y vigilancia ciudadana es también porque saben de la receptividad que pueden encontrar y porque dicha promoción forma parte de sus funciones³⁰. En consecuencia, siguiendo los análisis de Pierre Muller, podríamos afirmar que la experiencia de los CSIR se basa en un referencial global³¹, el de la participación ciudadana, que se convierte en referencial sectorial en el caso del control a las regalías. En otras palabras, aunque existen condiciones estructurales, como la debilidad de los controles interestatales, que permiten el surgimiento de los comités; éstos nacen también porque siguen la «moda» de la implicación de los ciudadanos.

No obstante, es necesario aclarar que la existencia de este referencial no es garantía de que todas las instituciones estatales o todas las organizaciones sociales reciban con beneplácito la idea de los CSIR. La existencia de relaciones conflictivas entre las autoridades locales y algunas organizaciones sociales dificulta el ejercicio. Por un lado, los funcionarios públicos e incluso ciertos actores de la sociedad civil manifiestan una profunda desconfianza frente a las veedurías ciudadanas. Se dice a menudo que los veedores son instrumentalizados por los enemigos políticos de la administración local para obstaculizar la gestión, haciendo falsas denuncias y escándalos, o que sólo buscan presionar a la administración local para obtener contratos o beneficios particulares. En este

30. La Ley 134 de 1994 indica que las agencias de control deberán involucrar a la comunidad en sus tareas de control fiscal.

31. El referencial es una imagen cognitiva, una visión del mundo y de la realidad a partir de la cual los actores organizan sus percepciones de un problema, confrontan sus soluciones y definen las propuestas de acción. En P. MULLER (2006: 62).

contexto, los funcionarios públicos locales ven pocos incentivos para facilitarles a los veedores el acceso a la información, a pesar de que éste sea un derecho constitucional.

Por su parte, en la sociedad civil existe también una profunda desconfianza hacia las autoridades locales. Ésta forma parte de una tendencia general en las democracias occidentales a la que se ha querido responder en parte a través de la promoción de la descentralización y de la participación ciudadana. Sin embargo, el 70% de los colombianos desconfían o confían sólo parcialmente en sus alcaldes y autoridades locales³², un fenómeno que se amplía especialmente en las regiones de los CSIR por la proliferación de escándalos de corrupción que denuncian la complicidad de algunos líderes políticos locales con grupos armados ilegales³³. En consecuencia, algunos actores de la sociedad civil convocados a participar en los CSIR rechazan la participación de las autoridades locales como miembros. Por un lado, temen una instrumentalización del dispositivo por parte de los gobernantes; un temor que se acrecienta por las tentativas de algunos funcionarios públicos de utilizar las audiencias de rendición de cuentas convocadas por los comités como medios de propaganda política. En efecto, en la realización de algunos de estos eventos, los funcionarios han tendido a olvidar los compromisos contraídos con los miembros del CSIR en términos de la metodología a utilizar, la información a presentar, entre otros. En su lugar, han convocado a sus aliados políticos, familiares y amigos a asistir a las audiencias, convirtiéndolas en «comité de aplausos»³⁴. Por otro lado, algunos miembros del comité señalan que la presencia de representantes de los gobiernos locales en el comité dificulta las labores de vigilancia y análisis de información por su doble condición de juez y parte. La reivindicación no es exclusiva a los CSIR, autores como Nuria Cunill (2000) alertan sobre los riesgos que la participación del Estado implique una pérdida de autonomía para estos dispositivos. Con base en estos argumentos, los CSIR de Arauca, Córdoba y Sucre decidieron que las autoridades locales no serían ya miembros del comité sino que podrían asistir como invitados.

A pesar de estas diferencias —o justamente porque ellas existen— los comités se presentan como un posible escenario de colaboración recíproca entre gobiernos locales y sociedad civil. Por un lado, varios representantes de organizaciones sociales indican también que la realización de las actividades de formación, promoción de la participación y la misma recolección de información se dificulta si no se cuenta con el apoyo de las autoridades locales. En Sucre, por ejemplo, la gobernación ha facilitado el acceso a la información y ha servido de intermediaria con las municipalidades del departamento invitándolas a colaborar con el CSIR. Para algunos actores sociales, es esta colaboración la que reafirma el carácter preventivo y no punitivo del comité.

32. DANE (2007).

33. El fenómeno que en Colombia se conoce como «parapolítica». Un proceso que empieza particularmente en 2006 cuando la Corte Suprema acusa a tres miembros del Congreso de tener relaciones con grupos paramilitares. En abril de 2008 ya eran 66 congresistas y más de 60 funcionarios del nivel local los investigados.

34. Es la expresión utilizada por varios miembros de los comités.

En consecuencia, la puesta en marcha de los CSIR está más en línea con la visión según la cual el éxito de estas iniciativas de participación depende de «una forma de interacción efectiva entre la sociedad civil y el Estado (y donde) los resultados más eficaces se producen cuando las dos partes participan activamente» (Ackerman, 2004: 7)³⁵. En este sentido, aunque las reticencias de los funcionarios locales a este tipo de ejercicios aún sean importantes, una relación de cooperación con los CSIR empieza a abrirse campo. Su presencia en los comités y el compromiso que han adquirido de poner la información de las regalías a disposición de los mismos, aunque no siempre se cumpla, indica un posible cambio en la interacción entre estos actores.

III.3. El nuevo papel de las empresas petroleras: la interacción entre instituciones públicas, sociedad civil y sector privado

Un tercer elemento clave en el surgimiento de los CSIR es el nuevo papel que adquiere el sector privado. Las empresas petroleras son hoy actores claves de su puesta en marcha. En efecto, el liderazgo de la industria en la experiencia no está dado solamente por la financiación que aporta al dispositivo sino por su participación activa en el comité. Si bien no todas las empresas ejercen el mismo papel, llama la atención su intervención en el marco de iniciativas tradicionalmente relacionadas con organizaciones sociales. ¿Cómo los actores del sector privado deciden implicarse en los asuntos públicos, sobre todo teniendo en cuenta su reticencia inicial a intervenir en la gestión pública de las regalías? ¿Cómo reciben esta intervención las autoridades locales y las organizaciones sociales, algunas de las cuales han mantenido relaciones conflictivas con la industria petrolera?

En primera instancia, hay que resaltar que existe un cambio en la forma como el sector privado ve su papel en los asuntos públicos. Hasta hace poco, y es aún la visión de algunas empresas petroleras, las compañías consideraban que su papel en la administración de las regalías se limitaba a pagar estas compensaciones. Aunque rechazaran el uso inadecuado que se hiciera de éstas, pensaban que toda incidencia sobre su gestión pública estaba fuera de su foco de acción. Todos los representantes de empresas extractivas entrevistados apoyan este argumento y uno de ellos declaraba que creían que su papel era exclusivamente el de pagar lo que la ley les exigía: hacían su trabajo y pagaban las regalías e incluso promovían algunas acciones sociales adicionales, pero la gestión pública de los recursos o su control estaba por fuera de lo que consideraban su responsabilidad³⁶. Así, la idea de la Contraloría fue en principio rechazada porque se percibía como una forma de «suplantar al Estado» o cumplir una función que corresponde a los órganos de control. Adicionalmente, un dispositivo destinado a señalar

35. Citado por WORLD BANK (2004: 13).

36. Entrevista con uno de los representantes de las empresas extractivas realizada el 13 de marzo de 2008 en Bogotá.

irregularidades en la gestión pública podía poner en riesgo las relaciones de las empresas con las autoridades locales. ¿Qué hizo que las empresas cambiaran de opinión?

Primero, se debe mencionar que bajo la administración de Antonio Hernández Gamarra, la Contraloría había venido ganando una buena reputación, y la labor que cumplieron los funcionarios de esta entidad para convencer a las empresas que los CSIR no serían un apéndice de esta institución fue importante. Además de este elemento coyuntural, la intervención de las empresas parece estar ligada a la implementación de los principios de la responsabilidad social empresarial (RSE)³⁷. De hecho la RSE está consignada como principio rector en el reglamento de los comités. Su mención también es recurrente en los discursos de los representantes de las empresas que indican como bajo los nuevos estándares de la RSE sus compañías ya no pueden permanecer impasibles frente a los importantes problemas de corrupción con las regalías. Algunos incluso hablan de ciudadanía corporativa y de cómo el control de los asuntos públicos les concierne como ciudadanos. Por lo demás, no hay que subestimar la influencia que pueden tener algunos discursos e iniciativas internacionales sobre la forma de actuar de las empresas. Muchas de ellas hacen parte del Pacto Global o mencionan la Iniciativa por la Transparencia en la Industria Extractiva en sus argumentaciones.

No obstante, un elemento fundamental en la participación de las empresas es la evaluación, en términos de racionalidad económica, que hacen de la iniciativa. Dentro de esta misma lógica de la RSE pero también a partir de las nuevas aproximaciones a la gestión de conflictos, el bienestar de los habitantes de las zonas donde trabajan las compañías se ha convertido progresivamente en un aspecto a tener en cuenta en la evaluación de los riesgos de las empresas. En Colombia, algunos estudios muestran, por ejemplo, que una de las principales fuentes de vulnerabilidad sobre la viabilidad operacional y la reputación de las compañías tiene que ver con la corrupción en la gestión de las regalías, puesto que la población local se vuelca hacia las empresas en busca de respuestas³⁸. En efecto, muchos representantes de las compañías se quejan del poco impacto que tienen las regalías en sus zonas de operación y de los costos adicionales que implica satisfacer las demandas de una población pobre con acceso limitado a los servicios sociales, que se convierte además en blanco perfecto para grupos armados ilegales. En términos de la reputación, que como parte del capital inmaterial de las organizaciones se convierte en factor de competitividad³⁹, los representantes de las compañías indican que la ineficiencia en la gestión de las regalías refuerza la percepción de que la industria «despoja» a la población de sus recursos sin dar nada a cambio. Según ellos, esto genera un descontento social que las empresas deben enfrentar no sólo ante la población local sino ante la opinión pública en general, por

37. La RSE es la integración voluntaria, por parte de las empresas, de preocupaciones sociales y ambientales a sus actividades comerciales y sus relaciones con los *stakeholders* (COMISIÓN EUROPEA, 2001).

38. Ver estudios elaborados por la firma TRUST: <http://www.trust.com.co/>.

39. Ver M. CAPRON y F. QUAIREL-LANOIZELÉE (2004).

la imagen negativa que se genera de la industria. Algunos entonces entienden los CSIR como una inversión razonable⁴⁰.

Por su parte, las autoridades locales no perciben en principio esta participación de las empresas como problemática, porque ellas mismas son incluidas como miembros de los dispositivos⁴¹. Adicionalmente, en la puesta en marcha de los comités, la industria y otros miembros intentan evitar a toda costa la «politización» del dispositivo, es decir, su instrumentalización por parte de adversarios de la administración local para hacer denuncias políticas. En esta lógica, se evitan incluso las labores de denuncia de irregularidades inicialmente planteadas en los reglamentos de los CSIR, y se privilegian las actividades de recolección y difusión de información general sobre las regalías –realización de audiencias, boletines de información, entre otros–. Esta aproximación al control ciudadano centrada en la información está también ligada a un tratamiento técnico de la misma. Se trata de lidiar con presupuestos, ejecuciones presupuestales o contratos, cuya comprensión no es siempre tarea fácil; por esta razón algunos actores mencionan la necesidad de desarrollar metodologías estandarizadas⁴². En esta concepción técnica de la iniciativa va implícita la voluntad de mantenerse por fuera de las controversias políticas y evitar todo conflicto con las autoridades locales, una de las razones por las cuales los CSIR parecen abandonar la idea de denunciar irregularidades.

Los CSIR se configuran así como dispositivos de control ciudadano de tipo gerencial, con un fuerte énfasis en la recolección y difusión de información, con una aproximación más técnica que política del control, con un enfoque colaborativo de la relación entre actores y con unos objetivos centrados en la eficiencia y eficacia de la acción pública. En este sentido, podrían ser entendidos como interfaces de comunicación o de colaboración informativa, en la tipología construida por Ernesto Isunza, donde el Estado y la sociedad se informan mutuamente, sin que existan de por medio acuerdos vinculantes (Isunza Vera, 2006).

Entre quienes representan a la sociedad civil en los comités, esta visión del monitoreo ciudadano no es totalmente compartida. Para algunos, el verdadero control ciudadano debe implicar una denuncia activa de las irregularidades en la gestión de las regalías y un seguimiento más sistemático de la inversión pública. Además, algunos perciben que el liderazgo de la industria constituye un obstáculo para la autonomía del comité y la razón de los límites impuestos en el ejercicio del control, especialmente, porque señalan la existencia de un conflicto de interés de las empresas derivado de su necesidad de mantener buenas relaciones con las autoridades locales. Aunque este discurso es menos tenido en cuenta al interior del dispositivo y muchos de quienes lo defienden se han retirado de la iniciativa, los actores sociales han logrado en algunos casos neutralizar la primacía de las empresas en los CSIR. En uno de los comités, por ejemplo, se

40. Esta expresión se desprende de la reflexión realizada en el marco de la Junta Directiva de una de las compañías participantes.

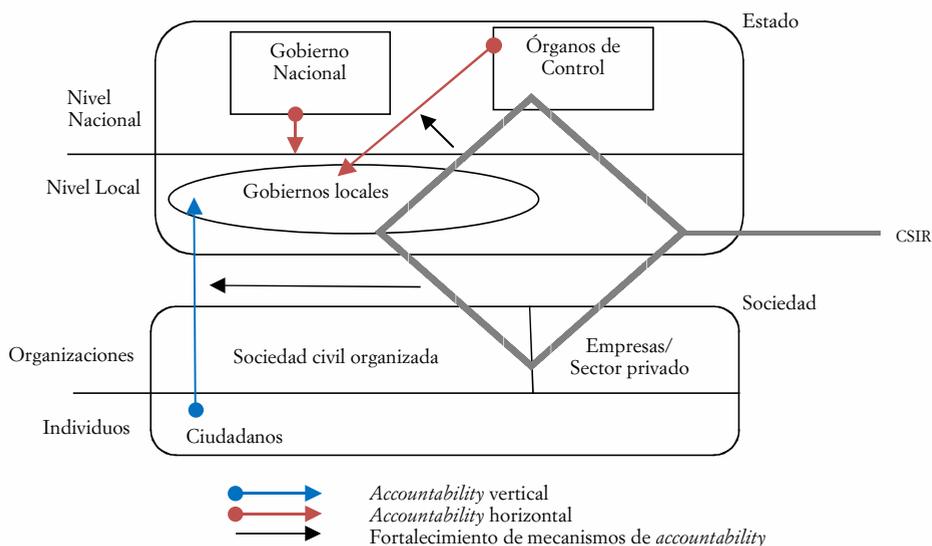
41. Se han presentado algunos casos en que las autoridades locales desconfían de la iniciativa, pero los roces no son significativos.

42. ECOPEPETROL; CORPORACIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL (2007).

exigió la reducción del número de representantes de las empresas petroleras; en otros casos se logró incluir, dentro de los nuevos reglamentos sobre las funciones del comité, labores más activas de seguimiento a obras públicas. Las empresas, a su vez, han entendido poco a poco la importancia de ceder en algunas de estas reivindicaciones y han ampliado la visión inicial que tenían de los alcances del dispositivo.

De esta forma, se desarrolla una iniciativa en la que, además de las organizaciones sociales y los representantes de las instituciones públicas, participa el sector privado y en particular las compañías. Como escenarios de negociación, los comités reproducen los conflictos existentes entre los diferentes actores en juego pero permiten también una interacción más dinámica entre actores del Estado, del mercado y de la sociedad civil (ver Gráfico 1).

GRÁFICO 1. EL CSIR EN EL CONTROL A LA REGALÍAS



Fuente: Adaptación de la autora con base en las Interfaces socioestatales de E. ISUNZA (2006).

IV. LOS RETOS UNA GOBERNANZA DEMOCRÁTICA: AUTONOMÍA, REPRESENTATIVIDAD Y CAPACIDAD DE INCIDENCIA DEL CSIR

Estas renovadas interacciones entre actores del Estado, de la sociedad civil y del sector privado suscitan importantes inquietudes en términos de la autonomía y posibilidades de empoderamiento de la sociedad civil, así como sobre los alcances de estos cambios en el sector petrolero. En aras de la creación de condiciones para una gobernanza más democrática, el primer desafío de estos comités está relacionado con la

distribución asimétrica del poder a su interior y los efectos que esto tiene sobre sus acciones. Así, la autonomía de los actores sociales en el CSIR puede verse afectada por la intervención del Estado y del sector privado. Por un lado, existe un riesgo de transformar un ejercicio de «control» ciudadano sobre las autoridades políticas en un proceso de «delegación» de responsabilidades (por ejemplo, ¿la difusión de información sobre la gestión de los recursos públicos y la realización de audiencias de rendición de cuentas no son, en principio, responsabilidades de las autoridades locales?). Esto implica consecuencias serias en términos de autonomía puesto que se trataría de una «colaboración funcional en el ejercicio de la política y no de influencia o control sobre ella» (Cunill, 2002: 195). El problema es que en el marco de relaciones cooperativas Estado-Sociedad se facilitan las sinergias, pero también se corre el riesgo de minimizar la capacidad crítica de los activistas locales. Así mismo, es necesario señalar que se trata de un dispositivo de control ciudadano institucionalizado por la Contraloría, quien de antemano estableció las reglas a aplicar y los límites sobre todos los actores, incluso los más poderosos, condicionando el tipo de acciones a realizar en el CSIR.

Por otro lado, las empresas petroleras han ocupado un papel central en la puesta en marcha del comité. No sólo aportan el soporte financiero y logístico que facilita su acción sino que tienen el mayor peso en las decisiones sobre quién y cómo se gestionan los recursos del comité, la selección de los secretarios técnicos y los procesos de reforma de los reglamentos que se realizaron más recientemente. Para los representantes de las empresas se trata de un liderazgo indispensable dada la fragilidad de la sociedad civil local y la falta de compromiso de algunos actores del comité. No obstante, algunos líderes sociales lo ven como una dominación, por parte del sector privado, de una instancia que se supone de los ciudadanos. Se enfrentan así dos visiones de lo que debería ser el comité, espacio de concertación y colaboración entre actores, o espacio de control de la sociedad civil sobre sus gobernantes. Como está planteado el CSIR parecería buscar los dos objetivos, lo que dificulta la comprensión del dispositivo. Pero más allá de este debate, hay que resaltar que las condiciones materiales e institucionales en el marco de las cuales actúan las empresas petroleras pueden poner el riesgo la autonomía del comité. Debido a la posición que tienen estas empresas en la economía local (por ejemplo, como principales empleadores en algunos casos) y a su papel privilegiado en el CSIR, de acuerdo con las reglas diseñadas por la Contraloría, su capacidad para delimitar las acciones del comité es significativa. La exclusión de actividades de denuncia en las funciones de algunos CSIR parecería ser más fruto de la imposición de las empresas, que temen la politización del comité y los conflictos con las autoridades locales que se derivan de las denuncias, que fruto de una negociación equilibrada entre todos los miembros del comité. En consecuencia, el riesgo de que intereses o visiones particulares limiten los alcances del dispositivo es importante.

Un segundo desafío de los comités tiene que ver con la capacidad de incidencia de la sociedad civil. En primer lugar, la posibilidad de tener influencia sobre los actores institucionales locales depende de la legitimidad de los CSIR y de la representatividad de los miembros del comité. Convocados por la Contraloría, los actores que participan parecerían representar, en una aproximación neocorporativista (Bacque y Rey *et al.*,

2005), diferentes sectores de la sociedad local. Sin embargo, en su actuación y discursos, los miembros del CSIR hacen más referencia a las organizaciones de donde provienen, lo que conduciría a pensar que representan «fuerzas organizadas de la sociedad civil» (Bacque y Rey *et al.*, 2005: 19). Pero el nuevo reglamento de algunos CSIR también establece que el comité está compuesto por personas de buena voluntad, lo que lleva a preguntarse si se trata entonces sólo de personalidades locales reconocidas pero sin mayor vínculo con las organizaciones o sectores que se supone representan. En efecto, aparte de algunas experiencias aisladas, no existen canales permanentes a través de los cuales estos miembros rindan cuentas a sus sectores u organizaciones sobre su actuación en el marco del comité. La mayor dificultad reside en que no existen criterios claros para establecer quiénes deberían ser miembros del comité; ¿por qué no invitar a representantes de las comunidades ubicadas a proximidad de la actividad extractiva?; ¿por qué privilegiar organizaciones sociales profesionalizadas o asociaciones profesionales? Algunos comités han comenzado a incluir a representantes de las comunidades indígenas y de las mujeres, aun así permanece la pregunta sobre los criterios a través de los cuales el comité puede invitar a unos actores y a otros no, y con ello el riesgo de minar la capacidad de inclusión de los CSIR.

La legitimidad de los CSIR descansa además, según lo han dispuesto los mismos comités, en su neutralidad política. Sin embargo, los actores de la sociedad civil en los CSIR no son «neutros». Muchos de ellos podrían tener conflictos de interés porque ellos o sus organizaciones tienen, han tenido o desearían tener contratos con la administración pública local que es una de las principales fuentes de recursos en la economía local. Otros han participado en el pasado en organizaciones políticas y/o tienen afinidades en uno u otro sentido con los políticos locales. Así, la pretensión de «despolitizar» el comité o de separar sociedad civil y sociedad política parecería improbable. La pregunta es, además, si sería deseable. En efecto, es importante evitar que intereses particulares obstruyan la visión del interés general que debe regir la acción del CSIR.

Sin embargo, siguiendo el argumento de Evelina Dagnino, la idea misma de concebir la sociedad civil como apolítica es la expresión de un discurso de la participación que sólo busca la eficiencia de las políticas públicas, pero que limita el empoderamiento real de los actores sociales y su capacidad para poner sobre la mesa temas más políticos y menos técnicos. La focalización del CSIR única y exclusivamente en la utilización de las regalías por parte de los gobiernos locales podría ser una manifestación de esta visión del CSIR. Se excluyen de la discusión otras temáticas del sector petrolero ligadas a los derechos laborales, culturales o del medio ambiente, a la misma distribución de las regalías entre las diferentes entidades territoriales o al régimen que establece cuánto pagan las compañías. Este fenómeno está ligado también al papel de las empresas en los comités y al diseño inicial del dispositivo, que hacen improbable que el CSIR pueda exigir cuentas también al sector privado o a las entidades del nivel nacional sobre sus acciones.

Por otro lado, la capacidad de incidencia de la sociedad civil también se juega en función de los recursos que tiene a su disposición. Los CSIR se ubican en regiones caracterizadas en su mayoría por una sociedad civil frágil, fuertemente afectada por la acción

de grupos armados ilegales. En condiciones de violencia las posibilidades de organización y participación son reducidas, de manera que existe un tejido social debilitado. A ello se suma la falta de competencias y experticia de los actores locales frente al complejo mundo de la gestión de las regalías; la falta de recursos para desarrollar ejercicios de control ciudadano y el limitado acceso a la información.

Por último, la incidencia del CSIR se ha planteado en términos de su capacidad para fortalecer los mecanismos tradicionales de *accountability* (horizontal y vertical). Sin embargo, ello requiere, por un lado, la voluntad política de los órganos de control para procesar efectivamente la información y denuncias que le haga llegar el comité; por otro lado, implica que la información difundida por el CSIR y en este sentido, la reputación y resultados de los líderes políticos locales, cuentan en la decisión de voto de los ciudadanos a la hora de elegir sus autoridades locales. En un contexto en el que muchas veedurías se quejan de la poca atención que las agencias de control otorgan a sus denuncias, y en el que las relaciones clientelistas y la compra de votos dominan la arena electoral, la posibilidad de lograr este tipo de incidencia indirecta es muy limitada.

V. CONCLUSIÓN

En la última década, la gobernanza del sector petrolero colombiano ha venido sufriendo diversas transformaciones. En lo que concierne a este artículo, se señala que el debate sobre la política petrolera pasa a un segundo plano para dar lugar a la discusión sobre el uso que se hace de los recursos provenientes de la explotación petrolera –regalías–. Se indica también que el posicionamiento de este tema en la agenda pública está ligado a los escándalos de corrupción sobre los que los medios de comunicación hacen eco y a la manera como las entidades públicas del nivel nacional han diagnosticado el problema. De tal forma que, a pesar de la multiplicidad de actores involucrados en la gestión de las regalías, las mayores dificultades se identifican particularmente en el uso que los gobiernos locales hacen de estos recursos y en la debilidad de los controles institucionales sobre ellos.

Frente a esta problemática, se multiplican las iniciativas que hacen un llamado a la sociedad civil, a los ciudadanos, a los beneficiarios, entre otros, para que contribuyan a vigilar la gestión de las regalías por parte de los gobiernos locales. En este marco, se crean los CSIR en varios de los departamentos receptores de estos recursos y se convoca a diferentes actores sociales, a las empresas petroleras y a funcionarios públicos a formar parte de los comités. La puesta en marcha de los CSIR es facilitada por la existencia de un relativo consenso frente a la existencia de controles interinstitucionales débiles, la legitimidad del discurso de la participación ciudadana y una nueva concepción del papel del sector privado en los asuntos públicos. No obstante, detrás de estos factores subyacen complejas relaciones de desconfianza y conflicto entre los actores –Estado, sociedad civil y sector privado– que los comités parecen replantear en términos de colaboración y cooperación. Efectivamente, aunque las tensiones y la desconfianza no desaparezcan, los CSIR constituyen un escenario de discusión en el que actores de la

sociedad civil cooperan con los órganos de control para fortalecer la labor de vigilancia en el ámbito de las regalías. De igual forma, autoridades locales y actores sociales empiezan a compartir información sobre el tema, un elemento fundamental para la existencia de cualquier tipo de control ciudadano. Por su parte, el sector privado se compromete con una iniciativa ciudadana y con la búsqueda de una mejor gestión de las regalías.

Sin embargo, estas nuevas condiciones de gobernanza suscitan importantes inquietudes respecto de su componente democrático. Por un lado, la autonomía de los CSIR puede ser puesta en entredicho por su vocación a seguir los lineamientos del Estado, de la Contraloría en particular, y por el mayor poder que en el marco de los comités parecen tener las empresas. Esta distribución asimétrica del poder en el comité puede limitar sus alcances, reduciendo la capacidad crítica de los actores sociales que participan, incidiendo desproporcionadamente en la decisión sobre el tipo de actores que participan en el comité, las temáticas que éste aborda y los actores a quienes se pretende vigilar. Por otro lado, la fragilidad de la sociedad civil local y sus limitados recursos de incidencia generan dudas acerca de las posibilidades reales de empoderamiento que se generan con los comités.

Adicionalmente, si bien existen nuevas configuraciones en las relaciones entre actores en el sector petrolero y aunque se pueda hablar de nuevas condiciones de gobernanza en la gestión de las regalías, es indispensable señalar que las exigencias en materia de transparencia y rendición de cuentas se limitan al ámbito de la gestión local de las regalías y específicamente al control de esta gestión. Queda por explorar para futuros análisis qué tanto estas dinámicas atraviesan la política petrolera del gobierno colombiano a nivel macro (las disposiciones de los contratos petroleros, las relaciones entre el Estado y las empresas), la gestión de las entidades del nivel central y las acciones de las empresas (pago de contribuciones, proyectos sociales realizados, impacto de la actividad extractiva), temáticas que están por fuera del alcance de los CSIR.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- ARENSBERG, Walter; DABBS, Alan; ESPINOZA, Guillermo; MOYER, Dianna y PIEDRA, Edwin. El desarrollo sustentable: análisis de los temas ambientales, sociales e indígenas relacionados con el sector hidrocarburos. En CAF y BID. *Hacia la integración energética hemisférica: retos y oportunidades*. Caracas: CAF y BID, 2008.
- AVRITZER, Leonardo. Sociedade Civil, Instituições Participativas e Representação: Da Autorização à Legitimidade da Ação. *Dados, Revista de Ciências Sociais*, 2007, vol. 50, n.º 3: 443-464.
- BACQUÉ, Marie-Hélène; REY, Henri y SINTOMER, Yves. *Gestion de proximité et démocratie participative. Une perspective comparative*. Paris: La Découverte, 2005.
- BLONDIAUX, Loïc y CARDON, Dominique (coords.). Editorial Dossier «Dispositifs participatifs». *Politix*, 2006, vol. 19, n.º 75: 33-51.
- BLONDIAUX, Loïc y SINTOMER, Yves. L'impératif délibératif. *Politix*, 2002, vol. 15, n.º 57: 17-35.
- CAPRON, Michel y QUAIREL-LANOIZELÉE, Françoise. *Mythes et réalités de l'entreprise responsable. Acteurs, enjeux, stratégiques*. Paris: La Découverte, 2004.

- COMISIÓN EUROPEA. *Libre vert: Promouvoir un cadre européen pour la responsabilité sociale des entreprises*. Bruxelles: COM, 2001.
- CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. *Presentación de la proposición de los CSIR realizada en Córdoba y Sucre*. Bogotá: Contraloría General de la República, segundo semestre, 2005.
- CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. *Control Ciudadano a la Inversión de Regalías Directas*. Bogotá, julio, 2006.
- CSIR ARAUCA y CSIR SUCRE. *Cronograma de actividades, reglamento, plan de acción y convocatoria a la audiencia de rendición de cuentas*. Arauca y Sucre: CSIR, 2007-2008.
- CSIR CÉSAR y CSIR SUCRE. *Boletines informativos*. César y Sucre: CSIR, 2005-2007.
- CUNILL GRAU, Nuria. Responsabilización por el control social. En CONSEJO CIENTÍFICO DEL CLAD (coord.). *La responsabilización en la nueva gestión pública latinoamericana*. Buenos Aires: CLAD, BID y EUDEBA, 2000.
- CUNILL GRAU, Nuria. Nudos críticos de la *accountability* social. Extrayendo lecciones de su institucionalización en América Latina. En PERUZZOTTI, Enrique y SMULOVITZ, Catalina (eds.). *Controlando la Política*. Buenos Aires: Temas Grupo Editorial, 2002.
- CUNILL GRAU, Nuria. Espacios públicos no estatales para mejorar la calidad de las políticas. Una visión sobre América Latina. En ISUNZA, Ernesto y OLVERA, Alberto (coords.). *Democratización, rendición de cuentas y sociedad civil: participación ciudadana y control social*. Veracruz: CIESAS, Universidad Veracruzana, Cámara de Diputados LIX Legislatura, 2006.
- DAGNINO, Evelina. Sociedad civil, participación y ciudadanía ¿de qué estamos hablando? En ISUNZA, Ernesto y OLVERA, Alberto (coords.). *Democratización, rendición de cuentas y sociedad civil: participación ciudadana y control social*. Veracruz: CIESAS, Universidad Veracruzana, Cámara de Diputados LIX Legislatura, 2006.
- DAGNINO, Evelina; OLVERA, Alberto y PANFICHI, Aldo. *La disputa por la construcción democrática en América Latina*. Veracruz: Fondo de Cultura Económica, CIESAS, Universidad Veracruzana, 2006.
- DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). *Encuesta de Cultura Política*. Bogotá: DANE, 2007.
- DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). *Boletín de prensa*. Bogotá: DANE, 2009.
- ECOPETROL y CORPORACIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL (IFC). *Proyecto de reforzamiento de la gestión de los Comités de Regalías (resumen del proyecto)*. Bogotá: ECOPETROL y Corporación Financiera Internacional (IFC), 2008.
- EL TIEMPO. Feria con las regalías. *El Tiempo*, 10 de marzo de 2008a.
- EL TIEMPO. Regalías siguen siendo botín. *El Tiempo*, 9 de febrero de 2008b.
- EL TIEMPO. 5.800 expedientes de mal uso de regalías han recibido en 2008 los entes de control y la Fiscalía. *El Tiempo*, 24 de febrero de 2008c.
- FONTAINE, Guillaume. Sobre autonomía regional e integración. Geopolítica del Petróleo en América Latina. *Ecuador Debate*, 2003, n.º 58: 49-76.
- FOX, Jonathan. Civil Society and Political Accountability: Proposition for Discussion. Paper presented at the Seminar *Institutions, Accountability and Democratic Governance in Latin America*. Indiana: The Helen Kellogg Institute for International Studies, University of Notre Dame, May 8-9, 2000.
- GARCÍA, Manuel Felipe. Regalías, un problema de todos. *Revista Economía Colombiana*, 2002, n.º 290: 17-21.
- GARRAUD, Philippe. Agenda. En BOUSSAGUET, Laurie; JACQUOT, Sophie y RAVINET, Pauline (eds.). *Dictionnaire des politiques publiques*. Paris: Sciences Po Le Presses, 2006.

- HOOD, Christopher. *The art of the state. Culture, rhetoric, and public management*. New York: Oxford University Press, 1998.
- ISUNZA VERA, Ernesto. Accountability, Civil Society and Human Rights. Paper presentado en el *International Workshop «Protecting the Rights and Addressing the Responsibilities of Non-Governmental Organizations»*. Bandung, Indonesia: SAWARUNG y Ford Foundation, January 6-9th, 2003.
- ISUNZA VERA, Ernesto. Para analizar los procesos de democratización: interfaces socio-estatales, proyectos políticos y rendición de cuentas. En ISUNZA VERA, Ernesto y OLVERA, Alberto (coords.). *Democratización, rendición de cuentas y sociedad civil: participación ciudadana y control social*. Veracruz: CIESAS, Universidad Veracruzana, Cámara de Diputados LIX Legislatura, 2006.
- KENNEY, Charles D. Horizontal accountability: concepts and conflicts. En MAINWARING, Scott y WELNA, Christopher. *Democratic accountability in Latin America*. New York: Oxford University Press, 2003.
- KÜBLER, Daniel. Produire de l'action collective. En LE GALES, Patrick. Gouvernement et gouvernance de territoires (Dossier). *Problèmes Politiques et Sociaux*, Mars 2006, n.º 922: 16-17.
- LE GALES, Patrick. Gouvernement et gouvernance de territoires (Dossier). *Problèmes Politiques et Sociaux*, Mars 2006, n.º 922: 5-119.
- MAINWARING, Scott y WELNA, Christopher. *Democratic accountability in Latin America*. New York: Oxford University Press, 2003.
- MALDONADO, Alberto. *Diagnóstico de los comités de seguimiento a la inversión de las regalías –CSIR– y propuestas de metodología para su funcionamiento*. Bogotá: Corporación Financiera Internacional del Banco Mundial, 2007.
- MULLER, Pierre. *Les Politiques Publiques*. Paris: PUF (Collection Que sais-je?), 2006.
- NEWELL, Peter y BELLOUR, Shaula. *Mapping Accountability: origins, contexts and implications for development*. Brighton: Institute for Development Studies (Working Paper, 168), 2002.
- O'DONNELL, Guillermo. Horizontal Accountability in New Democracies. *Journal of Democracy*, 1998, vol. 9, n.º 3: 112-126.
- PERUZZOTTI, Enrique y SMULOVITZ, Catalina. Societal Accountability. En PERUZZOTTI, Enrique y SMULOVITZ, Catalina. *Enforcing the rule of law: social accountability in the new Latin American democracies*. Pittsburgh: Pittsburgh University Press, 2006, pp. 1-42.
- PIERRE, Jon y PETERS, Guy. Perspectives on governance. En PIERRE, Jon y PETERS, Guy. *Governance, politics and the State*. New York: Macmillan, 2000.
- RADAELLI, Claudio. Récits. En BOUSSAGUET, Laurie; JACQUOT, Sophie y RAVINET, Pauline (dirs.). *Dictionnaire des politiques publiques*. Paris: Sciences Po Le Presses, 2006.
- RESTREPO, John; VELANDIA, Orlando y TORO, John. ¿Para qué han servido las regalías? Propuesta de redistribución. *Revista Economía Colombiana y Coyuntura Política*, 2002, vol. enero-febrero: 5-16.
- SCHEDLER, Andreas. *¿Qué es la rendición de cuentas?* México: Instituto Federal de Acceso a la Información Pública, IFAI (Cuadernos de Transparencia, n.º 3), 2004.
- TRANSPARENCIA POR COLOMBIA. *Experiencias de Control Social en Colombia*. Bogotá: Transparencia por Colombia (Cuadernos de Transparencia, n.º 7), 2004a.
- TRANSPARENCIA POR COLOMBIA. *Índice de Integridad de los Gobiernos, Asambleas y Contralorías Departamentales. Resultados 2003-2004*. Bogotá: Transparencia por Colombia, 2004b.
- TRANSPARENCIA POR COLOMBIA. *Informe final de ejecución de los contratos para el acompañamiento a los CSIR Sucre-Córdoba y Arauca*. Bogotá: Transparencia por Colombia, 2007a.

- TRANSPARENCIA POR COLOMBIA. *Primeras notas sobre los Comités de Seguimiento a la Inversión de las Regalías*. Bogotá: Transparencia por Colombia, 2007b.
- VELÁSQUEZ, Fabio. La veeduría ciudadana en Colombia: en busca de nuevas relaciones entre el Estado y la sociedad civil. En CUNILL, Nuria y BRESSES, Luis Carlos (coords.). *Lo público no estatal en la reforma del Estado*. Argentina: Paidós Ibérica, 1998, pp. 257-290.
- VELÁSQUEZ, Fabio (coord.). *Las otras caras del poder, territorio, conflicto y gestión pública en municipios colombianos*. Bogotá: Cooperación Técnica Alemana GTZ y Fundación Foro, 2009.
- VELÁSQUEZ, Fabio y GONZÁLEZ, Esperanza. *¿Qué ha pasado con la participación ciudadana en Colombia?* Bogotá: Fundación Corona, 2003.
- WORLD BANK. *Social accountability, an Introduction to the Concept and Emerging Practice*. Washington D.C.: World Bank, Social development papers (Participation and civic engagement, n.º 76), 2004.

EL IMPACTO DE LAS POLÍTICAS NACIONALES
EN LOS REDISEÑOS DE LOS SISTEMAS DE GOBERNANZA
PETROLERA EN ECUADOR Y VENEZUELA
*The impact of national policies on the redesign of the oil governance
systems in Ecuador and Venezuela*

Marc LE CALVEZ
Universidad de la Sorbonne Nouvelle (Francia)
✉ mlecalvez@flacso.org.ec

BIBLID [1130-2887 (2009) 53, 67-83]
Fecha de recepción: diciembre del 2008
Fecha de aceptación y versión final: agosto del 2009

RESUMEN: El tercer choque petrolero (1999) favoreció las aspiraciones nacionalistas de varios gobiernos de la región amazónica andina en el sector petrolero. El objetivo de este estudio consiste en explicar los contrastes en los procesos de rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela, a partir del análisis de las políticas nacionales de cada uno de estos países.

Palabras clave: sistemas de gobernanza petrolera, choque petrolero, políticas, Ecuador, Venezuela.

ABSTRACT: The third oil boom (1999) supported the nationalist aspirations of some governments in the Amazon-Andean Region. The main purpose of this article is to explain the differences in the process of redesign of the oil governance systems between Ecuador and Venezuela, from the perspective of the national policies of each country.

Key words: oil governance systems, oil boom, policies, Ecuador, Venezuela.

I. INTRODUCCIÓN¹

El mercado petrolero corresponde por excelencia a un mercado globalizado en el cual la volatilidad de los precios de este recurso impacta tanto a los países consumidores como a los países productores. Desde el año 1999 se asiste a un tercer choque petrolero que se caracteriza por un alza considerable de los precios del petróleo hasta el año 2008². Este fenómeno favorece el rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera³ de varios países de la región latinoamericana. No obstante, un análisis exclusivamente sectorial es insuficiente para entender la complejidad y las distintas formas de estos procesos. El impacto del tercer choque petrolero es innegable, sin embargo, no se traduce en la aplicación de un solo proceso rediseñador sino en la adopción de distintos modelos de adaptación institucional.

El objetivo de este estudio radica por consiguiente en identificar y analizar las distintas políticas nacionales que caracterizan a los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera y que explican los contrastes de los procesos. En este caso, cabe interesarse en países que comparten una misma tendencia rediseñadora de carácter nacionalista con el fin de determinar cuáles son las principales condiciones políticas que originan y dan forma a estos procesos contrastantes. Realizamos entonces una comparación binaria entre el caso ecuatoriano y el caso venezolano, cuyos gobiernos han emprendido estos últimos años una serie de esfuerzos para obtener y garantizar la soberanía nacional en el sector petrolero.

Es pertinente preguntarse ¿en qué medida la teoría de *double edged diplomacy* elaborada por Putnam es relevante para explicar las mutaciones del neonacionalismo petrolero⁴ entre Ecuador y Venezuela? Esta teoría explora la hipótesis del juego de doble nivel –*two level games*–, según la cual muchas decisiones o políticas cuya acción impacta el ámbito internacional son el resultado de la interacción entre las políticas nacionales y los asuntos internacionales. Existen varios fenómenos que sólo se pueden entender a partir de la imbricación entre estas dos lógicas que prevalecen hoy día en varios ámbitos de la vida político-económica internacional (derechos humanos, desarme nuclear, comercio, entre otros). Esta teoría refleja la interacción entre la esfera nacional y la esfera internacional como elemento de análisis y de explicación de numerosos fenómenos contemporáneos (Evans, 1993).

1. El autor agradece las sugerencias de los evaluadores anónimos de *América Latina Hoy, Revista de Ciencias Sociales*, cuyos aportes permitieron precisar ciertos elementos en el presente artículo.

2. En julio de 2008, el precio del barril WTI alcanza los 147,50 dólares y baja a los 40,81 dólares en diciembre del mismo año (*El Comercio*, 03-01-09).

3. El sistema de gobernanza petrolera corresponde a la normativa institucional, a las reglas y a las prácticas que enmarcan la política petrolera.

4. A diferencia del nacionalismo petrolero en los años setenta, el neonacionalismo petrolero que emerge a partir de 1999 ya no corresponde a un retiro *de jure* de las empresas petroleras extranjeras sino que en este proceso de renacionalización de la actividad petrolera se formaliza claramente la participación de las compañías transnacionales en este juego (N. ARENAS, 2008: 98-102).

El neonacionalismo petrolero no escapa a esta regla; es el resultado de dos dinámicas, la una perteneciente al contexto nacional, y la otra directamente relacionada al nivel internacional. La teoría de *double edged diplomacy* representa no sólo un instrumento de análisis para explicar la emergencia del neonacionalismo petrolero en la región andina sino también para estudiar los contrastes de estos rediseños entre Ecuador y Venezuela, en la medida en la cual pone en perspectiva la especificidad de las políticas nacionales propias de cada uno de estos dos países.

Primero, cabe analizar la posición del sector petrolero desde una perspectiva económica e histórica para establecer el contexto en el cual se insertan los rediseños de este sector en cada ámbito nacional. Segundo, es necesario estudiar los modelos de rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera prevalecientes en cada país, que permiten entender la implementación de políticas petroleras contrastadas entre el caso ecuatoriano y el caso venezolano. En Venezuela estamos frente a un modelo de ruptura marcado por una lógica nacionalista no sólo en reacción al impacto del tercer choque petrolero sino en oposición directa a la época de la apertura comercial en los años noventa. En Ecuador la lógica de sus políticas está marcada más bien por un modelo incrementalista. Tercero, es indispensable interesarse en la legitimidad de la que el Ejecutivo –quien lidera las políticas de este sector– se beneficia para emprender cambios en este sector estratégico. Este elemento se articula intrínsecamente con la legitimidad del propio modelo de desarrollo económico extractivista, que se ha consensuado en Venezuela; en cambio, en Ecuador se origina una conflictividad endémica relacionada con varios sectores del pueblo ecuatoriano, en particular, los movimientos indígena y ambientalista. Con tal esquema se propone entonces recalcar la incidencia de la variable política interna y demostrar el impacto de las diversas políticas nacionales que desembocan en la aplicación de procesos contrastantes en los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela.

II. PERSPECTIVA ECONÓMICA E HISTÓRICA DEL PETRÓLEO EN ECUADOR Y VENEZUELA

II.1. *Especificidad del tercer choque petrolero*

Antes de poner en perspectiva la importancia del sector petrolero en Ecuador y Venezuela, conviene primero recalcar el origen y la forma de este fenómeno, que condiciona, junto a las lógicas políticas propias de cada uno de estos países, los procesos contrastantes de los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera. Si bien se puede observar un cambio estructural del mercado petrolero en el 2001⁵, es en 1999 que aparece la tendencia general al alza de los precios internacionales del petróleo que va a impactar el conjunto de la comunidad internacional, pues el mercado petrolero es

5. Cabe precisar que la caída de los precios del petróleo que sigue a los atentados del 11 de septiembre de 2001 constituye un fenómeno exclusivamente coyuntural que se explica por la recesión en el sector aeronáutico.

uno de los mejores ejemplos de lo que constituye un mercado globalizado⁶. El período entre estos dos años se caracteriza por la volatilidad de los mismos (reflejada en el gráfico en Anexo 1) alternándose períodos de alza y de baja de los precios internacionales del petróleo. Éstos empezaron a subir con el recorte de la producción de la OPEP en abril de 1999 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 a partir del 2001, no corresponde a una restricción por parte de la oferta como en las crisis precedentes (1973, 1979)⁷, sino que se trata de un choque de la demanda que se explica a partir de dos factores estructurales.

Por una parte, se observa un fuerte y repentino incremento de las necesidades petroleras de la comunidad mundial (demanda importante en los Estados Unidos, primer consumidor mundial, crecimiento económico de China e India, entre otros). El importante incremento de la demanda de petróleo de China se explica a raíz del plan 2001-2005 del Estado chino de favorecer la compra de automóviles por los particulares con el fin de favorecer el desarrollo económico nacional (siendo el sector automovilístico clave para los países industrializados). En 2002, la venta de este tipo de vehículos aumentó de un 44% a un 86% en 2003, lo cual repercute directamente en el consumo nacional de petróleo (Allaire, 2005). En 2003, el aumento de la demanda mundial era del 2,1%, superando así el crecimiento promedio de los diez años anteriores del 1,6% (Lestrangle *et al.*, 2005: 30). Por otra parte, las incertidumbres relativas al pico de producción –que se determina a partir de la *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 éste será en el 2037 (Lestrangle *et al.*, 2005: 17-19).

6. Entre los años treinta y cincuenta, el consumo de petróleo se multiplicó por cuatro con la democratización del automóvil. Entre los años 1945 y 1975, este recurso se convirtió en la energía dominante y desde aquella época la dependencia hacia este recurso se ha intensificado hasta hoy. Con el desarrollo de los transportes, el uso del petróleo como carburante, en el plástico, las materias sintéticas y la emergencia de los Nuevos Países Industrializados (NPI) en la última parte del siglo XX, la dependencia hacia el petróleo se incrementó (P. SÉBILLE-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 (A. M. CASAS, 2003: 75).

7. La guerra del Yom Kippur del 6 al 22 de octubre de 1973 provoca el embargo de los países árabes productores de petróleo contra los países consumidores, con el propósito de manifestar su oposición a la postura norteamericana a favor de Israel; este embargo constituye el primer choque petrolero (C. DE LESTRANGE, C. PAILLARD y P. ZELENKO, 2005: 207). La revolución en Irán, el fin de las exportaciones iraníes de petróleo y el inicio de la guerra Irán-Irak (el 22 de septiembre de 1980) dan forma al segundo choque petrolero.

II.2. Relevancia económica del sector petrolero

El petróleo es el principal producto de exportación y la primera fuente de ingresos para el Estado tanto en Venezuela como en Ecuador, tal como lo reflejan las cifras en la Tabla I. Basándose en el año intermedio del período de estudio (1999-2008), se enfocarán las cifras del año 2004. En este año, el petróleo representa el 40% de las exportaciones y el 30% de los ingresos del gobierno en Ecuador; en Venezuela el petróleo representa el 75% de las exportaciones y el 50% de los ingresos del gobierno (OLADE, 2005). Esta situación se entiende dado que las reservas y la producción de petróleo en Venezuela son mucho más importantes en comparación al caso ecuatoriano, como lo indica la tabla siguiente.

TABLA I. RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AMÉRICA DEL SUR (2006)

País	Reservas probadas de petróleo (MBBL)*	Producción de petróleo (MBBL)	R/P (años)
Argentina	2.586,76	240,59	10,75
Bolivia	391,40	14,88	26,30
Brasil	18.174,31	630,45	28,83
Chile	28,94	1,06	27,27
Colombia	1.506,10	193,60	7,78
Ecuador	4.464,93	195,65	22,82
Perú	354,55	28,31	12,52
Venezuela	87.035,00	1.311,00	66,39

*MBBL: miles de barriles.

Fuente: Elaboración del autor. OLADE. <http://www.olade.org.ec.energiaCifras.html>.

En estos dos países, el petróleo definió la trayectoria del modelo de desarrollo económico extractivista, razón por la cual, Ecuador y Venezuela siguen enfrentando los problemas relacionados con la enfermedad holandesa. Se verá con más atención la incidencia del modelo económico basado en la actividad petrolera en cada uno de estos dos países en la última parte del análisis (ver apartado IV).

II.3. El nacionalismo petrolero

Más allá de conocer los antecedentes del neonacionalismo petrolero en la región amazónica andina, el estudio de la nacionalización de la actividad petrolera en los años setenta permite subrayar un elemento fundamental que ayuda a entender los contrastes en los rediseños contemporáneos de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela. Se pondrán en perspectiva estos procesos rediseñadores relacionándolos con la tendencia de las políticas petroleras anteriores. En efecto, los procesos de nacionalización en los años setenta no estuvieron condicionados únicamente por la temporalidad externa –el alza de los precios internacionales del petróleo– sino

que se remiten a la existencia de una voluntad y de un escenario político favorable para la implementación de un nuevo marco normativo y regulatorio en el sector petrolero en oposición directa al que prevalecía hasta el momento. Más adelante, se demostrará el impacto de este factor en el período de análisis que corresponde. Es preciso ahora enfocarse en la realidad del escenario petrolero en la década de los setenta.

En el caso ecuatoriano, varios elementos anteriores al primer choque petrolero reflejan la voluntad política de reestructurar la gobernanza petrolera. En 1971, fue creada la empresa petrolera nacional, la Corporación Estatal de Petróleos del Ecuador (CEPE) –Petroecuador desde el año 1989–. Un año después, tras el golpe de Estado en febrero de 1972, Gustavo Jarrín Ampudia, entonces ministro de los Recursos Naturales en el gobierno militar de Guillermo Rodríguez Lara, empezó a emprender una política nacionalista que desembocó en 1976 con la cesión de los activos de *Gulf Oil* en Ecuador (Fontaine, 2003: 71-72).

En 1975, en Venezuela fue creada la compañía Petroven (la futura Petróleos de Venezuela S.A.). A pesar de que la crisis petrolera mundial exaltó el nacionalismo venezolano que desembocó en la aplicación de la revolución estatista del primer mandato de Carlos Andrés Pérez (1974-1979), esta tendencia nacionalista emergió en la década anterior, precisamente con la creación en 1967 de la empresa pública Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) cuyo fin era de «venezolanizar» la industria petrolera, y constituía de hecho un paso hacia la nacionalización de esta actividad (Arenas, 1999: 21). Con la CVP, el desarrollo de las nuevas zonas petroleras se convirtió en monopolio del Estado venezolano. Las multinacionales además no vieron renovadas sus concesiones a principios de la década de los setenta, lo que era permitido por la ley de 1943 que estipulaba que estas mismas compañías podían renovar sus concesiones a mitad del período para otros cuarenta años (Espinasa, 2005: 72).

De aquí se desprende que la nacionalización no puede entenderse como un acto soberano único de un gobierno específico, sino que es el resultado de múltiples procesos, no casuales, que Venezuela efectivamente lideró a nivel internacional, hasta por lo menos la fundación de la OPEP en 1960 (España *et al.*, 2002: 47). Se verá a continuación que esta relación sigue siendo imprescindible para entender los procesos contrastantes de los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela hoy día.

III. DOS MODELOS DE ADAPTACIÓN INSTITUCIONAL CONTRASTANTES

III.1. *Un modelo de ruptura versus un modelo incrementalista*

Tal como se indicó en la introducción al presente estudio, no existe la aplicación de un solo proceso rediseñador de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela sino la adopción de distintos modelos de adaptación institucional. Si bien estos procesos se inscriben en una tendencia similar –neonacionalista– las modalidades de cambio difieren de un país al otro. La incidencia del tercer choque petrolero es relevante en

los dos casos, sin embargo, ejerce una amplitud distinta. En Ecuador el modelo rediseñador es incrementalista en comparación al modelo de ruptura en Venezuela que se originó no sólo a partir del alza de los precios internacionales del petróleo sino más bien en reacción al sistema de gobernanza petrolera anterior, implementado en el período de la apertura comercial en los años noventa. En efecto, el rediseño de las políticas petroleras no sólo corresponde a un mecanismo corolario al tercer choque petrolero sino a una innovación política en ruptura con la dinámica anterior –privatizadora– de la gobernanza petrolera. Este fenómeno es ejemplar e innegable en el caso venezolano.

En su primera rueda de prensa como presidente en la madrugada del 7 de diciembre de 1998, Hugo Chávez se centra en el petróleo ratificando su discurso nacionalista preelectoral (Al-Shereidah, 2006: 137). Cabe precisar que, en 1998, la candidatura de Hugo Chávez fue sostenida por la coalición del Polo Patriótico que agrupa al Movimiento v República (MVR), Patria para Todos (PPT), el Movimiento al Socialismo (MAS) y el Movimiento Electoral del Pueblo (MEP). Según este partido, la política petrolera de un país exportador de petróleo debe fundamentarse en dos orientaciones. Por una parte, el Estado debe regular la producción del petróleo con el fin de conservar un recurso no renovable y por otra debe garantizar que la Nación reciba una retribución de parte de las compañías que explotan este recurso. La nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos del 2001 del gobierno de Hugo Chávez institucionaliza la concepción de la política petrolera defendida por el MEP, siendo el redactor principal de esta ley el ministro Silva Calderón, uno de los miembros fundadores de este movimiento. El aumento de la participación estatal y de un modo general de las regalías del 16,66% al 30% introducido por la nueva ley constituye un primer paso importante para que el Estado venezolano retome el control de la gestión de la industria petrolera en el país (Moya, 2005: 477-491).

Cabe recordar que en 1998 los precios internacionales del petróleo alcanzaron un nivel récord muy bajo en los últimos 25 años. La posición del MEP no estuvo condicionada por el alza de los precios del petróleo sino por la ola privatizadora en la década de 1990. La apertura petrolera se tradujo tanto en Venezuela como en otros países de la región latinoamericana en una dependencia financiera y tecnológica hacia las multinacionales extranjeras que se beneficiaban en la actividad petrolera de unas prerrogativas mayores a las del propio Estado. Las normativas legales de aquel período priorizaban de hecho los intereses privados sobre los intereses del Estado.

Este proceso se inició en Venezuela en el segundo mandato de Carlos Andrés Pérez en 1992. Posteriormente fue reiniciado a partir del año 1994 a raíz de los intentos golpistas. Se firmaron 3 rondas y 33 acuerdos con empresas de 14 países entre 1992 y 1997. En 1994 seleccionaron 10 áreas para la exploración y producción de crudos livianos y medianos iniciándose de este modo la exploración y producción compartidas en el país. También se implementaron las asociaciones estratégicas para la explotación del crudo extra pesado de la Faja del Orinoco. La apertura comercial se enmarca en la tendencia globalizadora de liberalización y de privatización del mercado. En efecto, este fenómeno no es sólo latinoamericano sino global. La Carta Europea de la Energía de 1991 define una política energética basada en los intereses de los países consumidores. Esta

carta desemboca en 1994 en el Tratado Sobre la Carta de la Energía (TSCE) que no sólo se limitaría a Europa sino que debería extenderse a nivel mundial de manera análoga a las normas de la Organización Mundial del Comercio. La apertura comercial retoma las directrices de este tratado que, según Bernard Mommer, niega el concepto de «soberanía permanente sobre recursos naturales» consagrado en 1962 por las Naciones Unidas y busca desmontar a la OPEP oponiéndose a la Declaración sobre Política Petrolera de sus países miembros promulgada en 1968 (Arenas, 2008: 106).

En el marco de este proceso, la empresa petrolera nacional Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) se convirtió en un «Estado dentro del Estado». PDVSA constituyó por consiguiente el blanco de los discursos nacionalistas del candidato Hugo Chávez en su voluntad de retomar el control de la actividad petrolera en el país durante la campaña electoral del 1998 (Arenas, 2008: 105-110). El tercer choque petrolero facilitó de hecho el plan del gobierno de Hugo Chávez, no obstante, éste fue elaborado e impulsado en reacción al sistema de gobernanza petrolera anterior.

La situación en Ecuador es distinta. Las normativas del sector petrolero fueron también modificadas en el período de la apertura comercial. A modo de ejemplo la promulgación de la Ley n.º 44 de 1993 consagra la disminución de los impuestos sobre las ganancias y la flexibilización del control de cambio sobre la repatriación de los capitales de las empresas transnacionales con actividad en el país con el objetivo de favorecer la inversión extranjera en el sector petrolero (Fontaine *et al.*, 2005: 182). No obstante, no observamos luego la implementación de un nuevo marco regulatorio en reacción a la dinámica privatizadora de los noventa sino que ésta será más bien condicionada por el alza de los precios internacionales del petróleo. En términos de Paul Pierson (2000: 252-253), Ecuador sufre de una dependencia de la trayectoria histórica seguida previamente (*path dependency*) que dificulta el proceso rediseñador de su sistema de gobernanza petrolera.

Si bien en Venezuela el petróleo constituye la piedra angular de la revolución bolivariana, la situación difiere en Ecuador en el mismo período (1999-2008), donde el papel del petróleo no queda claramente definido por el Estado. Esta realidad se remite a la ausencia de proyección a mediano y largo plazo de la política petrolera debido en particular a la inestabilidad que caracteriza la vida política ecuatoriana. El Ejecutivo lidera y define la política petrolera cuya trayectoria en el caso ecuatoriano es revisada con cada nuevo gobierno –situación que no se presenta en Venezuela desde la primera elección presidencial de Hugo Chávez en 1998–. En efecto, Ecuador sufrió numerosas destituciones presidenciales en estos últimos años (Abdalá Bucaram en 1997, Jamil Mahuad en 2000, Lucio Gutiérrez en 2005) (Le Calvez, 2008: 67). Este elemento demuestra que la temporalidad externa no permite por sí sola explicar los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera, pues la articulación con el contexto político-institucional de un país condiciona este proceso y se vuelve por consiguiente imprescindible para analizar esta dinámica.

Cabe precisar que si se observa el impulso de una dinámica soberana en el sector petrolero en Venezuela ya desde el año 1998, en Ecuador, en el 2003 y hasta el 2005, se mantiene una voluntad política del Ejecutivo tendiente a profundizar la privatización

en este mismo sector. El proyecto de ley denominado «Ley Orgánica de Racionalización Económica del Estado» remitido al Congreso por el primer mandatario, Lucio Gutiérrez, buscaba reformar la Ley de Hidrocarburos para transferir la industria petrolera del país al capital privado (Llanes, 2006: 172). Se puede considerar que las aspiraciones soberanas emergen en julio de 2005 durante el mandato de Alfredo Palacio con la reforma de la Ley Orgánica de responsabilidad, estabilización y transparencia fiscal y la desaparición del Fondo de Estabilización y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP) introducida por Rafael Correa, entonces ministro de Economía y Finanzas. Esta reforma reorienta los recursos obtenidos a partir de la actividad petrolera que anteriormente estaban destinados prioritariamente para el pago de la deuda externa, destinándoles al bienestar social en el país con fines productivos y sociales (CEPAL, 2005: 111). La gobernanza petrolera se orienta desde aquel año hacia la defensa de los intereses nacionales del Estado.

Con el Decreto Ejecutivo del 4 de octubre de 2007 se reforma la distribución de la renta petrolera⁸ según el cual el 99% de las ganancias extraordinarias del petróleo⁹ corresponden al Estado, poniendo de manifiesto las aspiraciones neonacionalistas del gobierno de Rafael Correa¹⁰. Sin embargo, la gobernanza petrolera en Ecuador no conoce aún un cambio radical –aunque se haya aprobado un nuevo texto constitucional en su orientación– sino que sigue enfrentando los problemas endémicos que la caracterizan (dependencia de la empresa nacional Petroecuador en el Ejecutivo, falta de capacidad de inversión de parte de ella¹¹, importación de productos derivados por falta de infraestructura de refinación) y carece de una trayectoria claramente establecida. De hecho, Ecuador se caracteriza más bien por una política de administración del petróleo manejada con una falta de proyección a mediano y largo plazo, lo cual difiere de la situación en Venezuela donde existe una política de instrumentación política de este mismo recurso. La dimensión del rediseño del sistema de gobernanza petrolera ecuatoriano contrasta entonces con el proceso rediseñador emprendido por el gobierno bolivariano, en particular dada la posición distinta de cada uno en la escena petrolera internacional.

8. 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.

9. Las ganancias extraordinarias del petróleo corresponden a los ingresos petroleros que exceden a los planificados y presupuestados por el Estado.

10. Esta reforma completa la de la redistribución de la renta petrolera estatal llevada a cabo por el gobierno de Alfredo Palacio mediante la expedición de la Ley número 42-2006 en abril de 2006 que consagraba el esquema «50-50» entre el Estado y las empresas transnacionales que hasta la fecha gozaban de aproximadamente el 80% de los beneficios de la venta del petróleo.

11. Independientemente de que la empresa petrolera nacional PETROECUADOR disponga desde el 2008 de los recursos presupuestarios indispensables para poder financiar sus planes de inversión, la empresa sufre una crisis estructural como lo refleja el hecho de que se registró solamente una ejecución del 32% del presupuesto establecido hasta julio del 2008 (*El Comercio*, 03-12-08).

III.2. *Una relación distinta hacia el exterior*

Tal como se anunció anteriormente, el análisis del sector petrolero obedece a una doble lógica condicionada tanto por el contexto político general de cada país como por la posición de cada uno de ellos en la escena petrolera internacional. Si bien interesan las políticas nacionales como factores explicativos de los contrastes en los procesos de rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela, es necesario demostrar que varias de ellas estén condicionadas por factores exógenos a la voluntad política del Estado que se remiten directamente a un entorno no estrictamente nacional sino global.

La explotación del petróleo y los criterios a los cuales está condicionada esta actividad se cumplen en un entorno complejo que se caracteriza por las rivalidades entre los distintos actores involucrados en este mismo sector. Cada categoría de actor, partiendo de la hipótesis de que cada actor sea racional, está consciente de que la búsqueda de su propio interés interfiere y suele oponerse al interés de terceros. Su estrategia presupone por lo tanto el conocimiento de su propia posición en el espacio –la escena petrolera internacional– en el que se relaciona con los demás actores (Le Calvez, 2008: 59). Este elemento es fundamental para entender las diferencias en las dinámicas de los rediseños entre el caso ecuatoriano y el venezolano. Por una parte, la posición de Ecuador en la escena petrolera es menor en comparación a la de Venezuela, actor central en la escena petrolera internacional dado en particular el volumen de sus reservas de petróleo. Las lógicas políticas que enmarcan los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera se articulan con la posición geopolítica de cada caso. Las cifras relativas al volumen de producción y de las reservas en petróleo de estos países (véase la Tabla 1) reflejan esta realidad. Sin embargo, es el estudio de las relaciones de los Estados ecuatoriano y venezolano con el exterior lo que permite demostrar la incidencia de la variable geopolítica en las políticas nacionales.

Retomando el caso ecuatoriano y la reforma de la redistribución de las ganancias extraordinarias del petróleo en el mandato de Rafael Correa, cabe precisar que el Estado ecuatoriano no consagró esta reforma por sí misma sino que la introdujo como un instrumento de presión para modificar la modalidad de los contratos con las empresas transnacionales¹². Para las empresas que aceptan la migración de sus contratos, la distribución de la renta petrolera se inscribe en otro esquema en el cual el Estado no recibe el 99% de las ganancias extraordinarias del petróleo sino el 70%. El Estado aún sigue en negociaciones con varias empresas petroleras desde finales del 2007. La situación en Venezuela es distinta. El gobierno venezolano había dado un plazo de 6 meses

12. Las negociaciones entre el Estado ecuatoriano y las empresas petroleras en actividad en el país se articulan en la migración de los contratos de participación en contratos de prestación de servicios. 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 (G. FONTAINE *et al.*, 2005: 181).

a las distintas empresas transnacionales para que cumplieran con la migración de sus contratos con el Estado y el plazo en este caso fue respetado¹³. Más allá de los elementos analizados anteriormente, existe otro criterio fundamental para explicar que el modelo de rediseño del sistema de gobernanza petrolera se establece de manera menos complicada y más autónoma en cuanto a los intereses del capital privado en Venezuela que en el caso ecuatoriano. Ecuador no posee las reservas en petróleo ni la infraestructura petrolera que caracterizan a Venezuela. El margen de acción del Estado ecuatoriano a la hora de entablar negociaciones con las transnacionales es limitado, en comparación al poder del cual se beneficia Venezuela, dada la atracción que ejerce la abundancia de las riquezas de su subsuelo hacia los demás actores de la escena petrolera internacional.

A pesar de su vehemente discurso antiimperialista, el presidente (Hugo Chávez) no se ha deshecho de las mismas (las empresas transnacionales petroleras), sino más bien ha formalizado las reglas de juego con estas, demostrando un sentido pragmático a la hora de sus ejecutorias decisivas. Con ello, el presidente y su gobierno demuestran que, a pesar del alto componente ideocrático del régimen, este es capaz de saltar por encima de sus principios ideológicos a la hora de garantizar la explotación de los recursos que hacen posible la captura de la renta en el mercado petrolero internacional, sin la cual se hace cuesta arriba su proyecto político (Arenas, 2008: 110).

Debe recordarse que el objetivo principal del gobierno de Hugo Chávez radicaba en retomar el control de la propia empresa petrolera nacional; la urgencia no consistía en primera instancia en modificar las modalidades contractuales con las empresas extranjeras sino en romper con la situación de que PDVSA se había convertido un Estado dentro del Estado durante el período de la apertura petrolera.

La cooperación en relativos buenos términos entre el Estado venezolano y las empresas petroleras transnacionales se explica también por una doble razón. Primero, no se puede negar la importancia que tenían los convenios operativos y las asociaciones estratégicas en la producción petrolera del país (Quirós Corradi, 2008: 111). Mediante este tipo de contratos, las transnacionales asentaron y demostraron la importancia de su capital financiero y tecnológico para que el Estado venezolano pueda ser un país petrolero (compensando la ausencia de inversionistas nacionales en este sector). Segundo, dada la dependencia de la comunidad internacional hacia el petróleo, las reservas abundantes de Venezuela y el alza considerable de los precios internacionales de este recurso entre 1999 y 2008, por más restrictivas que puedan parecer las nuevas reglas que enmarcan la actividad petrolera en este país, las transnacionales siguen sacando provecho de

13. La migración de los contratos de concesión a los de asociación bajo la figura de la empresa mixta institucionalizada en abril de 2006 consagra la soberanía venezolana en el sector petrolero y la implementación de un nuevo esquema según el cual cualquier compañía interesada en la explotación petrolera en Venezuela debe asociarse con el mismo Estado que constituye el socio mayoritario (60% como mínimo). Esta modalidad contractual fue extendida a la Faja del Orinoco en febrero del 2007 mediante el Decreto-Ley n.º 5200 (OLADE, 2007).

una actividad muy rentable. Esta misma razón explica que la mayoría de las empresas petroleras aceptaron la migración de sus contratos garantizándose el acceso a unas de las reservas de petróleo más importantes del mundo en la Faja del Orinoco.

Ecuador, en tanto, no tiene esta ventaja y sufre más de la resistencia y presión ejercida por las transnacionales. El Estado ecuatoriano enfrenta, en efecto, varias demandas de arbitraje internacional con las petroleras, en particular con la compañía OXY. En mayo de 2006, el gobierno de Alfredo Palacio declaró la caducidad del contrato de esta empresa por haber violado el sistema de gobernanza petrolera en vigor al haber vendido el 40% de sus acciones a la compañía canadiense Encana. La compañía OXY recurrió al arbitraje internacional en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) y los Estados Unidos rompieron entonces las negociaciones del Tratado de Libre Comercio con el Ecuador¹⁴. Estos elementos demuestran la dificultad para el Estado ecuatoriano de defender su soberanía nacional en el sector petrolero; la política rediseñadora interna choca contra los intereses extranjeros.

IV. LA LEGITIMIDAD DE LOS REDISEÑOS DE LOS SISTEMAS DE GOBERNANZA PETROLERA

IV.1. *La legitimidad del Ejecutivo*

La cuestión de la legitimidad del Ejecutivo se remite a dos gobiernos particulares, el de Hugo Chávez en Venezuela que cubre todo el período, y el de Rafael Correa en Ecuador (por producirse en este mandato la mayoría de los esfuerzos de carácter nacionalista en el sector petrolero).

En la Venezuela de la década de 1990, PDVSA se convirtió en una empresa totalmente autónoma del Estado: manejaba su propio plan de expansión de manera independiente después de que la dirección de la empresa logró convencer al gobierno de Rafael Caldera de los méritos de la apertura comercial (Pirela, 2005: 102). Durante la campaña electoral de 1998, el objetivo de Hugo Chávez consistía en retomar el control de PDVSA y en reanudar con la lógica histórica rentística con el fin de garantizar el beneficio de los recursos obtenidos a partir de la actividad petrolera a toda la Nación venezolana¹⁵. La visión productivista del petróleo que predominó en la apertura comercial desarrollada y liderada por PDVSA no desembocó en los resultados esperados, pues la «modernización» del sector petrolero no cumplió con el papel de locomotora de la economía venezolana que le habían asignado las cúpulas de PDVSA al promover la apertura petrolera. La inversión extranjera en el sector petrolero venezolano creció en aquella

14. Ver «Ecuador: gobierno toma petrolera» (*BBC Mundo*, 16 de mayo de 2006).

15. La lógica rentística del petróleo en el gobierno de Hugo Chávez se inscribe en una realidad histórica condicionada en parte por los dos principales ideólogos del petróleo en Venezuela, Rómulo Betancourt y Juan Pablo Pérez Alfonso. Rómulo Betancourt percibía al petróleo como proveedor de renta (N. ARENAS, 1999: 13-15). En sus términos, el petróleo era «el mejor combustible para impulsar a las naciones hacia altos destinos [...] no hay otra fuente natural de riqueza capaz de aportar, con tantas facilidades de extracción, tan fabulosos como firmes proventos» (N. ARENAS, 1999: 14).

década, pero los resultados no fueron evidentes para el pueblo venezolano; en efecto, las inversiones en este sector se establecen a largo plazo, por lo tanto no fue posible observar resultados considerables a corto plazo. Además, el contexto de baja de los precios internacionales de petróleo en 1998 limitó radicalmente el plan elaborado por PDVSA. La posición defendida por Hugo Chávez durante su campaña electoral le otorgó bastante legitimidad y su victoria en las elecciones significó la preeminencia nuevamente de la vocación rentística del petróleo.

Beneficiándose de un fuerte apoyo popular, el Ejecutivo venezolano emprende la reestructuración de la empresa petrolera nacional. En 1999, varios miembros directivos de PDVSA son licenciados, por estar asociados con los gobiernos anteriores y son sustituidos por partidarios del gobierno (Espinasa, 2005: 80). El conflicto entre el gobierno de Hugo Chávez y la oposición desemboca a finales del año 2002 en una huelga general que paraliza la actividad petrolera hasta inicios del 2003. En total, la reestructuración de PDVSA propició la salida de 18.000 funcionarios de la empresa (Troconis Heredia, 2008: 96)¹⁶. No obstante, los perjuicios económicos no alteraron tanto al sistema político gracias a la existencia de altos niveles de legitimidad del Ejecutivo (Finkel *et al.*, 1989: 350). Las victorias en la mayoría de los comicios electorales desde 1998 (a excepción del referendo en diciembre del 2008) reforzaron y reflejan la legitimidad de Hugo Chávez. La revolución bolivariana se sustenta en los recursos obtenidos a partir del petróleo, por consiguiente, la acción política del gobierno en este sector está respaldada por la mayor parte del pueblo venezolano.

Si bien la dinámica retórica de cambio también caracteriza al régimen de Rafael Correa, existe una diferencia con el caso venezolano que no se remite directamente a la legitimidad del Ejecutivo en sí, sino a la legitimidad del propio modelo de desarrollo económico.

IV.2. La legitimidad del modelo de desarrollo económico extractivista

Independientemente de la legitimidad que pueda tener el Ejecutivo en el caso ecuatoriano, existe un problema endémico al cual todos los gobiernos tienen que enfrentarse. Se trata de la polarización extrema que caracteriza al modelo de desarrollo económico basado en la extracción petrolera. En el caso venezolano, la situación es distinta en el sentido de que la polarización en el tema petrolero no se articula alrededor de este mismo elemento sino más bien se limita a la cuestión de quién ejerce la soberanía sobre dicho recurso. La prioridad del gobierno de Hugo Chávez, que consistía en retomar el control de la empresa petrolera nacional, se inscribe perfectamente en este debate. En Ecuador, la toma de conciencia sobre la posibilidad de renacionalizar la actividad petrolera se presentó relativamente tarde en comparación

16. A partir de la reestructuración de PDVSA en 2003 y la recomposición del gabinete de Hugo Chávez en 2004 notamos una radicalización de la acción política que desembocó en la migración de los contratos petroleros en el 2006 (véase nota de pie de página n.º 13).

al caso venezolano. Existe en Ecuador una presión considerable ejercida por la convergencia entre dos movimientos sociales, el ecologista y el etnicista, en contra de la explotación petrolera en sí, llevada a cabo por el Estado o por empresas transnacionales (Fontaine, 2007: 307-354).

La relación establecida por Muller y Jobert (Muller, 1994) permite analizar este fenómeno, se trata de la «relación global sectorial». Según esta relación, ningún sector de acción política es independiente de los demás espacios de intervención del Estado. Cada sector de acción pública es pensado, aplicado y evaluado en una dimensión general en la cual intervienen varios niveles (político, económico y social). La triangulación entre estos niveles, por más imperfecta que sea, difiere según el contexto nacional propio a cada Estado y desemboca por consiguiente en decisiones y políticas diferentes de un país al otro. El interés de los jefes de Estado y la naturaleza de las instituciones nacionales por más similares que puedan parecer entre distintos casos siempre presentan características propias ligadas a fenómenos específicos que constituyen la realidad nacional de cada país; esta situación condiciona al proceso reformativo de cualquier sector público.

En el caso ecuatoriano, el Ejecutivo recibe una presión social considerable, en particular desde los años noventa, período en el cual el movimiento indígena se constituyó como el mayor movimiento social en este país. Existe en Ecuador un número importante de organizaciones no gubernamentales que se dedican a defender los derechos de los pueblos indígenas amazónicos y que militan por la protección del medio ambiente en la región amazónica ecuatoriana (Acción Ecológica, Frente de Defensa de la Amazonía, entre otros) por una razón evidente: la actividad petrolera se está dando en una región que corresponde a los territorios ancestrales de los pueblos indígenas y a una zona de gran biodiversidad que sufre los impactos ambientales derivados de la extracción y de la explotación petrolera. Cabe precisar que las provincias amazónicas de las cuales el Estado ecuatoriano saca su primera fuente de ingresos –obtenidos a partir de la actividad petrolera misma– no se benefician de estos recursos, siendo las provincias más pobres de todo el país. Esta situación exacerba entonces la polarización alrededor de esta industria y quita legitimidad al Ejecutivo en su manejo del sector petrolero.

En el caso venezolano, la situación es distinta; siendo el porcentaje de población indígena al nivel nacional muy bajo en comparación a la realidad ecuatoriana. En Venezuela el factor conservacionista interviene en la lógica del gobierno actual tal como lo refleja el discurso del ministro y presidente de PDVSA, Rafael Ramírez, ante la Asamblea en agosto de 2005. En esta ocasión R. Ramírez expresó su voluntad de mantener *in situ* lo más posible al petróleo, lo que implica no ceder ante una visión productivista a corto plazo relacionada con los intereses del capital privado sino adoptar una perspectiva a largo plazo para evitar que este recurso no renovable sea desperdiciado (Arenas, 2008: 124). En Ecuador, la propuesta de declaración de moratoria del petróleo en la zona del ITT en el parque Yasuní emitida en julio del 2007 por el entonces ministro de Energía Alberto Acosta, se enfrenta con la visión tradicional compartida por parte del Estado y las empresas petroleras transnacionales.

V. CONCLUSIÓN

Por más importante que sea un fenómeno externo, como el tercer choque petrolero de 1999, no basta por sí solo para explicar el rediseño del sector petrolero en varios países solamente a partir de este mismo acontecimiento. Es indispensable relacionar esta dinámica con las temporalidades internas a cada país y poner en perspectiva los factores internos y específicos a cada uno, que condicionan las lógicas políticas contrastantes de los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela en el presente caso.

Para determinarlo, es preciso realizar una comparación diacrónica entre la nacionalización de la actividad petrolera en la década de los setenta. Este elemento recalca la importancia de tomar en cuenta no sólo el contexto exterior que determina en parte la realidad del sector petrolero en un país, sino también la incidencia de la relación flujo-reflujo entre un nuevo sistema de gobernanza petrolera y el sistema anterior que incentiva por parte del Ejecutivo la voluntad de emprender cambios, no en reacción a un fenómeno internacional en particular, sino más bien en ruptura con la política de los gobiernos anteriores.

Luego cabe analizar la tipología del modelo rediseñador relacionándolo con los distintos criterios políticos propios de cada contexto nacional que explican las diferencias en las mutaciones de los sistemas de gobernanza petrolera en Ecuador y Venezuela (inestabilidad política en Ecuador, posición geopolítica de cada actor en la escena petrolera internacional, instrumentalización del petróleo como piedra angular de un proceso revolucionario en Venezuela, entre otros). Estos distintos elementos explican que en el caso venezolano se esté frente a un modelo de ruptura mientras que en el caso ecuatoriano el modelo sea más incrementalista.

Por fin, independientemente de la naturaleza y de la ideología de un gobierno específico, es imprescindible remitirse a la legitimidad del modelo de desarrollo económico basado en la actividad petrolera. Esta cuestión explica los procesos contrastantes de los rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela. En efecto, se demuestra que el debate en Venezuela no se articula en el modelo mismo de desarrollo económico sino más bien en saber cuál interés público o privado tiene que ser priorizado en la industria petrolera nacional. En el caso ecuatoriano, la falta de consenso nacional sobre este tipo de actividad obstaculiza el Estado cada vez que quiera modificar el marco normativo y regulatorio de la misma.

La validez y necesidad de incorporar el análisis de los factores internos propios de cada contexto nacional, relacionados con la incidencia del tercer choque petrolero, no sólo permite explicar el impacto de las políticas nacionales en los procesos contrastantes de rediseños de los sistemas de gobernanza petrolera entre Ecuador y Venezuela, sino también recalca la pertinencia de la teoría de *double edged diplomacy* de Robert Putnam para entender la realidad compleja de un sector estratégico como el petrolero.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- AL-SHEREIDAH, Mazhar. La dimensión imaginaria en la nacionalización petrolera. *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, 2006, enero-abril, vol. 12, n.º 1: 125-146.
- ALLAIRE, Julien. Le casse-tête de l'état chinois: encourager la consommation d'automobile en décourageant la consommation d'énergie. *Revue de l'Energie*, 2005, enero-febrero, n.º 563: 29-35.
- ARENAS, Nelly. *Las visiones del petróleo, 1940-1976*. Caracas: Cendes-Universidad Central de Venezuela, 1999.
- ARENAS, Nelly. Estado y transnacionales petroleras: de la apertura a la renacionalización de los hidrocarburos en Venezuela. *Revista Venezolana de Análisis de Coyuntura*, 2008, enero-junio, vol. XIV, n.º 1: 97-131.
- CASAS, Ángel María. *El modelo regional andino: enfoque de economía política internacional*. Quito: Corporación Editora Nacional-Abya Yala, Universidad Simón Bolívar, 2003.
- CEPAL. *Balance preliminar de las economías de América Latina y del Caribe*. Santiago de Chile: CEPAL, 2005.
- DE LESTRANGES, Cédric; PAILLARD, Christophe-Alexandre y ZELENKO, Pierre. *Géopolitique du pétrole, Un nouveau marché, De nouveaux risques, Des nouveaux mondes*. Paris: Technip, 2005.
- ESMAP. *Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú*. Washington D.C.: Banco Mundial, 2005.
- ESPAÑA, Luis Pedro y MANZANO, Osmel. *Venezuela y su petróleo. El destino y la renta*. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello, 2003.
- ESPINASA, Ramón. L'apogée et l'effondrement de PDVSA, trente ans après la nationalisation. *Problèmes d'Amérique Latine*, 2005, 57-58: 67-91.
- EVANS, Peter B.; JACOBSON, Harold K. y PUTNAM, Robert D. *Double edged diplomacy. International bargaining and domestic affairs*. California: University Press of California, Columbia and Princeton, 1993.
- FINKEL, Steven E.; MULLER, Edward N. y SELIGSON, Mitchell. Economic Crisis, Incumbent Performance and Regime Support: a Comparison of Longitudinal Data from West Germany and Costa Rica. *British Journal of Political Science*, 1989, 19: 329-351. También en ALCÁNTARA SÁEZ, Manuel. *Gobernabilidad, crisis y cambio. Elementos para el estudio de la gobernabilidad de los sistemas políticos en épocas de crisis y cambio*. México: Fondo de Cultura Económica, 2004, pp. 178-208.
- FONTAINE, Guillaume. *El precio del petróleo. Conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica*. Quito: FLACSO Ecuador, IFEA, Abya-Yala, 2007.
- FONTAINE, Guillaume y NARVÁEZ, Iván. Problèmes de la gouvernance énergétique en Equateur. *Problèmes d'Amérique Latine*, 2005, n.º 57-58, verano-otoño: 177-197.
- LE CALVEZ, Marc. El rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela. En FONTAINE, Guillaume y PUYANA, Alicia. *La guerra del fuego. Políticas petroleras y crisis energética en América Latina*. Quito: FLACSO Sede Ecuador y Ministerio de Cultura del Ecuador, 2008, pp. 53-73.
- LLANES, Henry. *Contratos Petroleros. Inequidad en el reparto de la producción*. Quito: Artes Gráficas SILVA, 2008.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE VENEZUELA. *Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE) 2004*. Disponible en www.mem.gov.ve.

- MOYA, Sarah. *Les compagnies pétrolières latino-américaines à l'aube du 3^e millénaire: déclin ou consolidation? 3 cas d'études Petrobras, Ecopetrol et PDVSA*. Paris: Université de Paris 3, Tesis doctoral, 2005.
- MULLER, Pierre. L'analyse cognitive des politiques publiques: vers une sociologie politique de l'action publique. *Revue Française de Science Politique*, 2000, vol. 50, n.º 2: 189-208.
- OLADE. *Informe Energético 2004*. Quito: OLADE, 2005. Disponible en: www.olade.org.ec.
- OLADE. *Sistema de Información Energética Legal*. Quito: OLADE, 2007.
- OLADE. *Petróleo 2006*. Quito: Sistema de Información Economía Energética, versión n.º 18, 2007. Disponible en <http://www.olade.org.ec/energiaCifras.html>.
- PIERSON, Paul. Increasing Returns, Path Dependence, and the Study of Politics. *American Political Science Review*, vol. 94, n.º 2, junio 2002: 251-267.
- PIRELA, Arnoldo. Le Venezuela après la crise énergétique des années 1970: quatre périodes dans l'histoire de PDVSA. *Problèmes d'Amérique Latine*, 2005, 57-58: 93-115.
- QUIROS CORRADI, Alberto. PDVSA, China y Rusia. En ARENAS, Nelly. Estado y transnacionales petroleras: de la apertura a la renacionalización de los hidrocarburos en Venezuela. *Revista Venezolana de Análisis de Coyuntura*, 2008, enero-junio, vol. XIV, n.º 1, 111: 97-131.
- SÉBILLE-LOPEZ, Philippe. *Géopolitiques du pétrole*. Paris: Armand Collin, 2006.
- TROCONIS HEREDIA, Jesús Eduardo. *El petróleo, ¿arma de la revolución?* Caracas: Rayuela taller de ediciones C.A., 2008.

DERECHOS DE PROPIEDAD, COMPAÑÍAS PETROLERAS, ESTADO Y RENTA EN VENEZUELA

Property rights, oil companies, State and rent in Venezuela

Jesús MORA CONTRERAS
Universidad de Los Andes (Venezuela)
✉ jmora@ula.ve

BIBLID [1130-2887 (2009) 53, 85-101]

Fecha de recepción: diciembre del 2008

Fecha de aceptación y versión final: agosto del 2009

RESUMEN: Este artículo muestra que las compañías petroleras internacionales han estado haciendo negocios en Venezuela durante más de cuatro quintas partes de casi un siglo de historia de la industria petrolera en este país (1917-2009). Muestra también que lo que ha cambiado para ellas a lo largo del tiempo es la manera de hacer negocios en la industria petrolera venezolana, valga decir, los términos y condiciones de acceso a las actividades de exploración y producción que les ha impuesto el propietario del recurso natural, relacionados particularmente con el reparto de la renta petrolera internacional. El artículo, dividido en cuatro secciones, es una síntesis de la historia del derecho de propiedad del subsuelo, de las compañías petroleras, del Estado y de la renta petrolera internacional en Venezuela desde 1920 hasta el presente.

Palabras clave: derecho de propiedad, compañías petroleras, Estado, renta, Venezuela.

ABSTRACT: This paper shows that in almost a century of history of the Venezuelan oil industry (1917-2009), International Oil Companies (IOCs) have been doing business in this country for just more than fourth fifth of this period (74/92 years). It shows too that during that time, what has been changing in this country for the oil companies, IOCs or National Oil Companies (NOCs), is the way of doing business in the upstream of the oil industry: the terms and conditions of the owner of the underground property rights. Terms and conditions mean in this context how much of the oil generated rents in the underground public and national property rights goes to the pockets of the oil companies and government. This paper summarizes the history of the underground property rights, oil companies, the State, and rent in Venezuela from 1920 up to the present.

Key words: property rights, oil companies, State, rent, Venezuela.

I. INTRODUCCIÓN¹

En casi un siglo de historia de la industria petrolera en Venezuela (1917-2009), las Compañías Petroleras Internacionales (IOC por sus siglas en inglés) han estado haciendo negocios en este país durante más de cuatro quintas partes de este periodo (74/92 años). Sin embargo, la presencia de las IOCs en tierras petroleras venezolanas no se puede trazar como una línea continua, sino discontinua, por dos razones fundamentales. En primer lugar, porque entre 1917 y 1975 las IOC o sus filiales locales (como la *Creole Petroleum Corporation*, la *Shell* de Venezuela y la *Mene Grande Oil Company*) controlaban la mayoría de la industria petrolera en Venezuela: desde la exploración y la producción hasta la exportación. Sólo después de la década de 1960 ellas tuvieron un pequeño competidor en el mercado interno: la Corporación Venezolana del Petróleo (CPV), la primera Empresa Petrolera Estatal (equivalente a las *National Oil Companies* o NOC por sus siglas en inglés) creada por el gobierno venezolano a principios de la década de 1960, quien llegó a tener una parte significativa del mercado interno de derivados petroleros. Y, en segundo lugar, porque la política conocida como de «apertura petrolera», que comenzó en la década de 1990 –y que continúa esencialmente en nuestros días–, fue concebida como una política para reabrir la industria petrolera nacional a las IOC, de manera independiente, o en asociación con Petróleos de Venezuela, SA (PDVSA), la nueva empresa petrolera estatal creada por el gobierno venezolano en 1976. Por lo tanto, PDVSA gozó del privilegio de operar sola, como un monopolista, en todas las actividades de la industria petrolera nacional «únicamente» entre 1976 y 1990, es decir, durante 17 años o un quinto de casi un siglo de historia de la industria del petróleo en Venezuela. Ésta es una historia completamente diferente a la de otras compañías petroleras estatales en el resto del mundo: como Pemex en México, ARAMCO en Arabia Saudí u otras NOC de la OPEP.

Sin embargo, si, como se ha afirmado, las IOCs han estado haciendo negocios en cuatro quintas partes de la historia de la industria petrolera en Venezuela, ¿qué es, entonces, lo que ha cambiado para ellas en este país a lo largo del tiempo? Lo que ha cambiado en Venezuela para las compañías petroleras, IOC o NOC, es la manera o el modo de hacer negocios en las actividades «aguas arriba» de la industria petrolera (el llamado *upstream* en inglés), valga decir: los términos y condiciones exigidos por el propietario del recurso natural. Los términos y condiciones significan, en este contexto, normas y disposiciones que regulan el acceso de las empresas a las tierras petroleras, pero esas palabras significan además, en este caso, qué parte de las rentas del petróleo generado en el subsuelo de propiedad pública y nacional va a los bolsillos de las compañías y qué parte a los bolsillos del gobierno y, por consiguiente, cuánto de esa renta será invertido por el gobierno en el desarrollo económico y social del país.

1. Ésta es la versión en castellano de una ponencia que, con el título de *Property rights, oil companies, State and rent in Venezuela*, el autor presentó en el *atelier de critique internationale* del Instituto de Estudios Políticos de París, Francia, el 5 de diciembre de 2008. El autor agradece los comentarios realizados por los evaluadores anónimos de *América Latina Hoy*, *Revista de Ciencias Sociales*.

En este trabajo, se resume la historia de los derechos de propiedad del subsuelo, las compañías petroleras, el Estado y la renta en Venezuela desde 1920 hasta el presente. Al hacerlo, la atención se enfocará en los términos y condiciones de esta relación en las actividades del *upstream* de la industria petrolera. El presente trabajo se divide en cuatro secciones: la primera traza la historia de esta industria en Venezuela desde su inicio hasta 1943. Durante este periodo, los términos y condiciones favorecieron a las compañías petroleras. En la segunda sección, que comprende el periodo que va desde 1943 hasta 1975, los términos y condiciones favorecieron al propietario de los derechos de propiedad del subsuelo. En la tercera sección, que comprende los años que transcurrieron entre 1976 y 1998, los términos y condiciones favorecieron de nuevo a las compañías petroleras: PDVSA y las Compañías Petroleras Internacionales. Finalmente, en la cuarta sección, que comprende el periodo transcurrido entre 1999 y la actualidad, el Estado rentista venezolano, cual ave fénix, renació pero de manera particular: no sólo asignando a PDVSA las responsabilidades de la empresa petrolera estatal que es, sino asignándole también responsabilidades de políticas públicas, económicas y diplomáticas, propias de los órganos de la administración central.

Antes de comenzar la exposición del resumen, conviene recordar algunos términos fundamentales, hechos históricos e intereses económicos de agentes que se movieron alrededor de la naciente industria del petróleo a mediados de 1850 en los Estados Unidos, un modelo digno de atención para los intereses de los propietarios del subsuelo petrolero en el mundo entero, y particularmente para Venezuela.

En 1859, el llamado «patriarca de la industria del petróleo» (McElwee, 2007), George Bissell, un abogado de Wall Street, agente de inversiones y uno de los accionistas mayoritarios de la *Pennsylvania Rock Oil Co.*, se apresuró a Pensilvania para ver de primera mano el éxito del primer pozo petrolero perforado por William Drake por varios motivos. El primero, la compañía era propietaria de la granja de 105 acres² en el condado de Venango, en Pensilvania, donde Drake había hecho la perforación y, además, tenía un interés económico significativo, la llamada regalía, en la producción del pozo. En un documento redactado en octubre de 1856, la *Pennsylvania Rock Oil Co.* había acordado con una empresa de bienes raíces de Nueva York desarrollar la explotación de la granja por medio de un contrato de arrendamiento. La empresa de Nueva York había aceptado explorar la granja en búsqueda de petróleo y, en caso de éxito, pagar una regalía en efectivo al propietario de la tierra, valga decir, a la *Pennsylvania Rock Oil Co.*, de 12 centavos de dólar por cada galón de petróleo extraído o 5,04 dólares por barril de 42 galones³.

Sin embargo, la *Pennsylvania Rock Oil* de Connecticut tenía también otros accionistas, capitalistas de New Heaven, que habían rentado la misma propiedad de Pensilvania a Edwin Drake y Edwin Bowditch la última semana de 1857, en términos y condiciones contractuales favorables a los arrendatarios, es decir, a los intereses del

2. Un acre es una medida inglesa de superficie de 4.047 metros cuadrados.

3. En los Estados Unidos la propiedad del suelo incluye la del subsuelo, de acuerdo con el *Common Law*.

trabajo. En vez de acordar el pago garantizado de una regalía en efectivo de 5,04 dólares por barril, el contrato de arrendamiento con Drake y Bowditch los obligaba a pagar sólo un octavo del petróleo en especie en el sitio de producción. La contraparte que tenía interés en la regalía podría venir y tomarla, y si le importaba, tendría también que proveer sus propios barriles y transportarlos. No obstante, la verdadera intención de los capitalistas de New Heaven era transferir el contrato de arrendamiento de Drake y Bowditch para desarrollar la granja de Pensilvania a una nueva compañía de New Haven, la *Seneca Oil Co.*, creada para ese propósito. Por supuesto, el pequeño grupo de propietarios de la *Seneca Oil* eran también accionistas de la *Pennsylvania Rock Oil Co.* En síntesis, en marzo de 1858, los capitalistas de New Haven, que controlaban sólo el 40% de las acciones de la *Pennsylvania Rock Oil*, eran dueños del 100% de los intereses del trabajo en la propiedad de Pensilvania, que ascendía a siete octavos del petróleo producido, más el 40% de un octavo de las regalías. Esto dejaba a Bissell y al resto de asociados en la *Pennsylvania Rock Oil* con sólo el 60% de un octavo de las regalías.

Claramente, los términos y condiciones del contrato de arrendamiento con la empresa inmobiliaria de Nueva York, 5,04 dólares por barril en efectivo, eran mucho más favorables para los intereses de Bissell y el resto de asociados que no participaban en la propiedad de la *Seneca Oil*. Amenazaron entonces con demandar la nulidad del contrato con la *Seneca Oil*, pero esto nunca sucedió. La simple amenaza de una demanda en un tribunal de audiencia pública en New Heaven convenció a los capitalistas de esa misma ciudad para cambiar los términos del contrato de arrendamiento y aceptar las ofertas más generosas propuestas por la empresa de bienes raíces de Nueva York. «El destino rindió su propia e inesperada justicia» (McElwee, 2007): con otros pozos entrando en producción en 1860, el precio del barril de petróleo cayó de 20 dólares en boca de pozo a menos de 5 durante la última parte del año. Con el precio del crudo vendiéndose a 5 dólares el barril, la *Seneca Oil Co.* estaba perdiendo dinero por cada unidad que producía.

Bissell y sus compañeros se dieron cuenta de que la *Seneca Oil* no podría pagar las regalías correspondientes. Ofrecieron entonces un arreglo a sus accionistas: renunciar a todos los derechos que tenían sobre las regalías y transferirles el título de propiedad de su cuota, parte correspondiente en la granja de Pensilvania. Esto fue aceptado por los capitalistas de New Heaven. Esta pequeña historia está llena de lecciones que permiten orientarse para entender la política petrolera de un país que, como Venezuela, depende de él, diferente de la política petrolera de otros países que, como México y recientemente Argentina, además de petróleo, exportan también otros productos.

II. TÉRMINOS Y CONDICIONES FAVORABLES A LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS INTERNACIONALES (IOC)

Cuando las IOC o sus filiales llegaron por primera vez a Venezuela, a finales del siglo XIX y principios del XX, se encontraron con un marco institucional minero de

carácter liberal. Heredado del antiguo derecho colonial español y adaptado a la naciente república, la legislación minera establecía que las minas ya no pertenecían a la Corona sino a la República, y que la concesión era el medio jurídico para poder explotarlas. Sin embargo, cuando los legisladores crearon el primer Código de Minas en Venezuela, en 1854, se basaron en la influyente Ley de Minas francesa de 1810. Esta ley distinguía entre propiedad privada de las minas superficiales (o canteras) y propiedad nacional de las minas profundas. Pero la propiedad nacional de las minas francesas no se estableció ni para sustituir a los propietarios privados de la tierra, obstaculizando la explotación de las minas como unidades técnico-económicas, ni para crear empresas mineras estatales. Esta propiedad se estableció para que el Estado administrara las minas profundas como un bien público, perteneciente a la Nación, y las otorgara en concesión a las empresas que, después de haber cumplido con unos requisitos legales mínimos, las solicitaran para explorarlas y explotarlas por tiempo determinado (Meján, 1792).

De acuerdo con la legislación existente, y después de haber llenado unos pocos requisitos, las filiales locales de las IOC en Venezuela obtuvieron siete grandes extensiones de tierra en concesiones de exploración y explotación de «minerales» (el petróleo era considerado entonces un mineral)⁴. Se comprometieron a pagar los impuestos generales, como cualquier otra actividad comercial, y nada como renta del propietario o renta del suelo. En palabras de Gumersindo Torres, ministro de Fomento en 1920: «En Venezuela hay “impuestos”, pero nada pagan las empresas por el “derecho mismo a la explotación”, como en todas las otras naciones...» (Baptista y Mommer, 1987: 22).

Torres conocía bien los términos y condiciones bajo los cuales operaban las compañías petroleras en los Estados Unidos: contratos de arrendamiento en tierras privadas y públicas, y pago de rentas en bonos y regalías a los propietarios, privados y públicos también (de acuerdo con la Ley de Arrendamiento de Tierras Mineras de 1920), además del pago del impuesto sobre la renta correspondiente. Propuso, entonces, aprobar una ley que regulara específicamente a los hidrocarburos y que estableciera pagar una renta a los propietarios privados de la tierra, en terrenos particulares, y al Estado, en tierras públicas. La propuesta de Torres en suelos privados, anclada en la visión de la fisiocracia, tenía como propósito fortalecer a los rentistas privados o, más propiamente, a los «buscadores de rentas» (según la expresión económica reciente), quienes obtendrían la renta correspondiente al comercializar las concesiones con las IOC.

A esta última concepción se opuso Vicente Lecuna, un banquero privado, quien señaló que el Estado era quien debía recibir la renta; que, como mínimo, debía ser igual a la que usualmente se pagaba en terrenos públicos de los Estados Unidos, porque en Venezuela, a diferencia de Estados Unidos, todo el petróleo se exportaba y a la República

4. En aquellos tiempos no era inusual obtener concesiones para explorar 500.000, 1 millón o 2 millones de hectáreas, ¡y hasta 27 millones! (véase la entrada «Concesiones de Hidrocarburos» en *Diccionario de Historia de Venezuela*, 1997). Recuérdese que la granja en la que Drake perforó su pozo tenía una extensión de 105 acres (42,5 hectáreas).

sólo le quedaría la participación que demandara la ley. Al final, la Ley de Hidrocarburos de 1920 terminó siendo una especie de transacción o avenimiento entre estas dos concepciones de la élite del poder. Una regalía del 15% del petróleo producido para el Estado en cualquier clase de tierra, privada o pública, y un derecho preferencial para que los propietarios privados del suelo obtuvieran concesiones en sus tierras durante un año.

Dos mil trescientos propietarios obtuvieron concesiones durante el año en que estuvo en vigencia esta Ley de los Hidrocarburos. La mayoría de ellas, junto con el resto de las concesiones obtenidas durante la vigencia de las 6 reformas sucesivas de la ley entre 1921 y 1940 –2.000 concesiones, aproximadamente–, terminaron siendo transferidas a las filiales locales de las empresas petroleras estadounidenses: *Standard Oil of New Jersey* (SONJ) y *Gulf Oil Company*, establecidas respectivamente en Venezuela desde 1921 y 1925. Por su lado, las filiales locales de la *Royal Dutch Shell*, la compañía petrolera anglo-holandesa, ya habían obtenido, por transferencia de los concesionarios originales, las siete grandes concesiones que habían sido otorgadas entre 1907 y 1912.

El descubrimiento de petróleo en estas primeras concesiones tomó muy poco tiempo. En 1914, utilizando un sistema de percusión, el pozo Zumaque-1 fue perforado. Este pozo descubrió el campo gigante de petróleo pesado *Mene Grande*, al lado oeste del país. Sin embargo, la Primera Guerra Mundial retrasó la explotación de petróleo en Venezuela por unos cuantos años. En 1917, la explotación comercial comenzó con 121.000 barriles: un 50% destinado a la exportación. El tamaño y el número de pozos descubiertos durante aquellos años fueron de tal magnitud que Venezuela ascendió en 1928 al segundo lugar como productor mundial, detrás de Estados Unidos, y al primer lugar como país exportador.

Hasta 1933, *Shell* mantuvo el liderazgo de la producción de petróleo en Venezuela, pero, un año más tarde, el grupo *Standard* lo desplazó y asumió el relevo. Al inicio de la década de 1940, el 99,5% de la producción de petróleo se encontraba concentrada en las tres grandes compañías petroleras internacionales: *Standard* con el 47,5%, *Shell* con el 31,4% y el 20,6% de la compañía petrolera *Mene Grande*, una filial de la *Gulf Oil* al principio, pero que se convirtió (entre 1936 y 1937) en una empresa conjunta de las tres grandes: *Gulf* 50%, *Standard* 25% y *Shell* 25%. Así, el 94% del crudo producido durante esos años se destinó a la exportación: la mitad para el continente europeo y el Reino Unido y la otra mitad para el continente americano, alrededor del 25% para los Estados Unidos (Egaña, 1940).

Durante este primer periodo, y a pesar del dominio de las tres grandes compañías petroleras internacionales, Venezuela se encontraba, comparativamente hablando, en mejores condiciones que los países productores de petróleo del Medio Oriente para renegociar los términos y condiciones de acceso de las compañías a la explotación de crudo. Primero, por la simple existencia de leyes mineras y petroleras en Venezuela y su inexistencia en el Medio Oriente. Mientras que en Venezuela la relación entre el Estado y las compañías se regulaba primero por las leyes y accesoriamente por los contratos; en el Medio Oriente, la relación era exclusivamente contractual. Además, porque en Venezuela las leyes podían ser modificadas cada vez que el Congreso Nacional

lo estimara conveniente. En el Medio Oriente los contratos necesitaban de acuerdos mutuos entre las partes (Mora Contreras, 2002).

III. TÉRMINOS Y CONDICIONES FAVORABLES AL ESTADO

Dos años después de haber tomado posesión y revisado con detalle las políticas petroleras precedentes, el gobierno del general Medina Angarita (1941-1945) y las IOC llegaron a un acuerdo en 1943. El gobierno no cuestionaría más las bases legales de las concesiones otorgadas previamente (Liuewen, 1964), promulgaría una reforma petrolera completa y las compañías se someterían a ella. Una vez más, siguiendo el ejemplo de los Estados Unidos en tierras federales, la reforma de la Ley de Hidrocarburos consistió esencialmente en un par de medidas fiscales. En primer lugar, fijar la regalía en un sexto (16,66%) como mínimo, y en segundo lugar, someter a las compañías petroleras al régimen fiscal del Estado venezolano. En enero de 1943, la Ley de Impuesto sobre la Renta había entrado en vigor y fijado como tasa máxima el 12%. La reforma petrolera de 1943 dejó a los propietarios de tierras privadas fuera de juego (ver la Exposición de Motivos de la Ley de Hidrocarburos de 1943 en González Berti, 1967). Las IOC, por su lado, obtuvieron nuevas concesiones de petróleo por 40 años. Desde entonces, las compañías petroleras están sometidas al régimen fiscal venezolano –la Ley de Impuesto sobre la Renta, esencialmente–, una forma jurídica no discriminatoria y usualmente aceptada por los Estados modernos para, en este caso, capturar la renta del petróleo. Ahora bien, a pesar de que la Ley de Hidrocarburos de 1943 pretendió ser una regulación definitiva para el desarrollo estable de la industria petrolera, en su exposición de motivos se estableció que:

Según los numerosos y esmerados cálculos hechos, ese 16-2/3% de la explotación, junto con los demás impuestos, equivale, en nuestro país, aproximadamente, por término medio, al 50% de los beneficios de la industria extractiva del petróleo (González-Berti, 1967: 16).

Sin embargo, entre 1944 y 1948 la producción de petróleo venezolano creció anualmente a una tasa media del 23%, y el precio del barril aumentó a más del doble: desde 1,03 hasta 2,41 dólares, también en promedio. Por consiguiente, el gobierno que asumió el poder por golpe de Estado en octubre de 1945 (la llamada Junta Revolucionaria de Gobierno) y por elecciones democráticas en 1948, tuvo que reformar en sucesivas oportunidades la Ley de Impuesto sobre la Renta para alcanzar el objetivo mencionado. Primero, decretó un impuesto extraordinario del 20% en 1945, pero sólo por ese año. Luego, se reformó la Ley de Impuesto sobre la Renta en 1946 para incrementar la tasa aplicable a las empresas del 12 al 28,5%. Finalmente, en 1948, se incluyó un párrafo en la Ley que estableció el llamado «Impuesto adicional» y que alcanzaría fama en la industria petrolera bajo la denominación anglosajona de *fifty-*

fifty: si sumados todos los impuestos que las empresas petroleras pagaban al fisco no se obtenía un reparto igualitario, la diferencia se dividiría entre dos.

La fama que alcanzó el reparto de beneficios del 50:50 en la literatura se debe a la convergencia de intereses políticos y económicos. Internamente, el gobierno que estableció el impuesto –presidido por el Partido Acción Democrática– se encargó de declarar a los cuatro vientos que al fin el país había alcanzado el objetivo propuesto: la participación de la nación no podía ser menor que la de las compañías petroleras. Internacionalmente, las IOC se encargaron de declarar en la prensa comercial que el reparto del 50:50 fue el mejor «acuerdo» económico para dividir las utilidades del petróleo (Mommer, 1998).

Sin embargo, las tasas del impuesto sobre la renta afectaron, en definitiva, no a las utilidades de las compañías petroleras en Venezuela –*Standard, Gulf y Shell*, principalmente, aunque no únicamente– sino a los ingresos fiscales de sus Estados correspondientes: Estados Unidos, Gran Bretaña y Holanda. A fin de reducir o eliminar la doble imposición internacional sobre la misma renta, el crédito por el impuesto pagado en el extranjero (*foreign tax credit* en los Estados Unidos) o leyes similares en los otros países, establecieron que los impuestos pagados sobre los ingresos producidos en otros países por un contribuyente nacional serían acreditados a los impuestos que ellos deberían pagar en su país de origen. La situación conflictiva con las IOC se presentaría, por consiguiente, cuando una reforma fiscal estableciera una tasa impositiva superior a la tasa de impuesto de su país de origen. Tal reforma no afectaría los ingresos fiscales de los países desarrollados, sino las ganancias de las compañías petroleras.

En 1958, esta situación conflictiva se presentó. Pero se resolvió, una vez más, a favor de Venezuela. Una Junta Provisional de gobierno, que asumió el poder después del derrocamiento de una nueva dictadura de 10 años (1948-1958), promulgó por decreto una reforma del impuesto sobre la renta, elevando la tasa máxima de impuesto del 28,5 al 47,5%. Como resultado, los ingresos netos petroleros se distribuyeron en una proporción 64:36 a favor del gobierno. Esta decisión ayudó, sin duda, a encontrar una solución a la crisis financiera de entonces. Pero esta decisión puso punto final, también, a un inexistente acuerdo de reparto de beneficios del 50:50.

Las IOC trataron, en vano, de persuadir al gobierno venezolano para reconsiderar la medida. H. W. Haight, presidente de CREOLE (la filial venezolana de la SONJ), argumentó que: 1. La medida no fue consultada con la industria; 2. El incremento de la tasa del impuesto no tomó en consideración «el equilibrio que se ha buscado obtener entre la participación del Gobierno y la de la industria petrolera, mediante la fórmula del 50:50»; y 3. Perjudicará la posición competitiva del petróleo venezolano en los mercados mundiales (Mejía Alarcón, 1972). En una subsecuente declaración, Haight afirmó:

Con esta acción, Venezuela se convierte en el primer país del mundo que rompe con el llamado 50:50, principio que divide igualitariamente los beneficios de la industria, no tomando en consideración los derechos adquiridos e ignorando la obligación moral, si no legal, de negociar esta ruptura con las partes interesadas (World Petroleum, 1959: 16).

La Junta Provisional de gobierno respondió que: 1. Las medidas fueron adoptadas por un acto de soberanía y se mantendrán completamente; 2. Ellas no modificaron ningún convenio existente con las empresas petroleras, porque el llamado régimen del 50:50 emana de la propia ley y no de ningún convenio formalizado al respecto; y 3:

El gobierno ha declarado repetidas veces, conforme a la tradición venezolana, que mira con buenos ojos al capital extranjero que venga a crear fuentes de riqueza, pero ello no implica que la nación renuncie a recibir una justa participación de las utilidades de las empresas que explotan sus recursos naturales (Mejía Alarcón, 1972: 122).

Percibiendo la amenaza que la producción creciente de petróleo de bajo coste del Medio Oriente representaba para Venezuela, el nuevo gobierno, presidido por Rómulo Betancourt (1959-1964), envió, por segunda vez en la historia del país, a una delegación oficial a aquella región⁵. La misión tenía por objetivo participar, junto con Irán –los únicos países observadores que no eran árabes–, en el Primer Congreso Árabe de Petróleo que tuvo lugar en El Cairo, en abril de 1959. Venezuela e Irán contribuían entonces con el 44% de la exportación mundial de petróleo. En secreto, los delegados de Venezuela, Irán, Arabia Saudí y Kuwait se reunieron y acordaron el llamado «Pacto de Caballeros». El pacto relacionaba países que exportaban el 76% del petróleo a nivel mundial.

Consistió básicamente en cinco puntos: 1. «Llevar a sus respectivos Gobiernos la idea de constituir, tan pronto como fuera posible, una “Comisión Petrolera de Consulta”, en el seno de la cual se podrían discutir problemas comunes para llegar a conclusiones concurrentes»; 2. «Que los Gobiernos en cuestión debían orientarse hacia la fórmula 60:40 como mínimo, para ponerse en paridad con la reciente actitud venezolana...»; 3. «Que debía tratar de mantener la estructura de los precios»; 4. «Que cualquier cambio (de precios) debía ser discutido con antelación y ser aprobado por todas las partes interesadas»; y 5. «Necesidad de establecer en cada país organismos para coordinar, desde el punto de vista nacional, la conservación, producción y explotación del petróleo» (Acosta Hermoso, 1969: 117. Destacado en el original).

El quinto punto estaba relacionado directamente con la competencia que el cartel internacional del petróleo (las llamadas Siete Hermanas) estaba enfrentando en el mercado petrolero internacional después de la Segunda Guerra con las llamadas compañías petroleras independientes. Para dar una idea de esta competencia, basta con señalar que en Venezuela a finales de la década de 1950, aparte de las tres grandes compañías petroleras tradicionales, operaban también 14 empresas petroleras más, independientes la mayoría de ellas. Estas compañías habían obtenido 820.000 hectáreas en concesiones petroleras entre 1956 y 1957. Y estas concesiones se pusieron rápidamente en producción y ofrecieron crudo en venta con descuentos sobre los precios del mercado (estadounidense)⁶.

5. La primera fue enviada en 1949, esencialmente por la misma razón (R. RIVAS, 1999).

6. Ver entrada sobre «Concesiones de Hidrocarburos» en *Diccionario de Historia de Venezuela* (1997). Ver también E. ACOSTA HERMOSO (1971: 32).

El Pacto de Caballeros condujo, en septiembre de 1960, a la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en Bagdad, por los gobiernos de Arabia Saudí, Venezuela, Irak, Irán y Kuwait (83% del petróleo exportado en el mundo). El hecho que determinó la creación de la OPEP fue la decisión de las IOC de rebajar el precio del petróleo cotizado (*posted price*) o precio al que esas compañías ofrecían vender petróleo en un puerto de embarque. Particularmente, ARAMCO (acrónimo de la *Arabian American Oil Company*) rebajó el precio cotizado del petróleo *Arabian Light* en agosto de 1960 de 1,94 a 1,80 dólares el barril. Estos precios cotizados eran utilizados para calcular el 50:50 en los países petroleros del Medio Oriente.

Desde la creación de la OPEP, sus miembros estuvieron de acuerdo en que las resoluciones se adoptaran de manera unánime. Particularmente, la resolución 32 de la IV Conferencia que tuvo lugar en 1962 recomendó a los países miembros controlar los precios cotizados, porque éstos eran utilizados por las compañías y los gobiernos para calcular las obligaciones del fisco en los países productores. En otras palabras, la resolución recomendó adoptar los llamados precios de referencia fiscal; «precios fiscales» que el Estado venezolano admitió en la reforma a la Ley de Impuesto sobre la Renta de 1966 cuando introdujo los llamados valores de referencia y elevó la tasa del impuesto al 52%. Guillermo Rodríguez Eraso, vicepresidente ejecutivo de la *CREOLE Petroleum Co.* explicó en qué consistían dichos valores en los siguientes términos:

Estos valores de referencia son pura y simplemente valores predeterminados de mutuo acuerdo entre el contribuyente y el Fisco Nacional a base de los cuales se efectúa la liquidación del impuesto. Si los ingresos reales por ventas de un determinado contribuyente exceden el valor de referencia, el contribuyente liquida su impuesto de acuerdo a ese valor superior. Si sus verdaderos ingresos están por debajo de los valores de referencia, tiene que liquidar de acuerdo con los valores de referencia como si hubiera vendido su producto a ese precio (Rodríguez Eraso, 1971: 75).

En definitiva, los precios decrecientes del mercado no deberían afectar los ingresos fiscales. Tres años más tarde, en 1970, el Estado venezolano reformó una vez más la Ley de Impuesto sobre la Renta: 1. Para adoptar una tasa impositiva fija (del 60%) aplicable sólo a las compañías petroleras –la tasa del impuesto continuó creciendo rápidamente hasta alcanzar el 72% en 1975–, y 2. Para que el Estado fijara unilateralmente, sin acuerdo con las IOC, los llamados valores de referencia fiscal.

El aumento de los precios del petróleo entre 1970 y 1973 impulsó a la OPEP a participar en la propiedad de las compañías petroleras internacionales o independientes que operaban en sus respectivos países o a nacionalizarlas. En Venezuela, la nacionalización –o mejor dicho, estatización– de la industria petrolera era una materia de hecho, aunque no de derecho. Primero, porque desde 1983 comenzarían a revertir al Estado las concesiones otorgadas 40 años antes⁷. Y, segundo, porque desde un punto de vista

7. El 6 de agosto de 1971 la ley correspondiente fue promulgada: Ley Sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos.

estrictamente económico, los beneficios del petróleo se repartían ya en 1974 en proporción 94:6 a favor del Estado. El primero de enero de 1976, el Estado venezolano asumió el 100% de los activos de todas las compañías petroleras que operaban en el país y se comprometió a pagarles una compensación de aproximadamente 1.160 millones de dólares (Giacopini Zárraga, 1986: 57). Ese mismo día entró en operaciones Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA), la nueva empresa petrolera estatal venezolana.

IV. TÉRMINOS Y CONDICIONES A FAVOR DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS: PDVSA E IOC

IV.1. PDVSA

Desde su nacimiento, PDVSA disfrutó de ciertas ventajas en términos fiscales, de gestión y de tipo físico. Fiscalmente, su presupuesto estaba conformado por el 10% de los ingresos brutos de sus 14 filiales, libres de impuestos; y, además, la tasa de impuesto sobre la renta se le redujo al 67,7%. Empresarialmente, tuvo acceso a todos los activos nacionales de las antiguas exconcesionarias, tanto en actividades *upstream* como *downstream*, y a casi 24.000 empleados. Comenzó a operar, prácticamente, como un monopolio, porque el sector petrolero cerró casi todas sus actividades, excepto en la venta de gasolina, a la inversión privada. Físicamente, «heredó» 18.000 millones de barriles de petróleo crudo en reservas probadas. Obviamente, estas ventajas eran más o menos evidentes para una empresa petrolera estatal como ésta.

Sin embargo, Venezuela había heredado también una industria petrolera madura y, por lo mismo, declinante en casi todas sus actividades, *upstream* y *downstream*. Desde finales de la década de 1950 y hasta inicios de los años 70, las compañías petroleras que operaban en Venezuela se dedicaron prácticamente a maximizar el beneficio con la mínima e indispensable inversión. Esta decisión se tomó por razones económicas, a causa de la ruptura del 50:50, pero también por razones políticas, porque en la Constitución Nacional de 1961 se incorporó no otorgar más concesiones a las empresas petroleras en una de sus disposiciones. Para contrarrestar estas tendencias, PDVSA ejecutó un vasto plan de inversión (de 20.000 millones de dólares) en la industria petrolera nacional, a partir de 1977. Cinco años más tarde, la compañía había alcanzado algunos resultados satisfactorios. Las reservas probadas habían aumentado hasta 25.000 millones de barriles y las refinerías habían alcanzado una mayor flexibilidad, «blanqueando» los derivados petroleros (más gasolina y productos ligeros que combustibles pesados, como el *fuel oil*). Para ejecutar este plan, PDVSA aumentó el número de sus empleados a 45.000.

En septiembre de 1982, el presidente de la República, Luis Herrera Campíns (1979-1984), sin el conocimiento previo del presidente de la Junta Directiva de PDVSA (Arreaza, 1986: 295-296), autorizó la venta obligatoria de las divisas que la compañía había depositado en bancos extranjeros al Banco Central de Venezuela. La subsecuente devaluación de la moneda nacional —el bolívar— en 1983 causó importantes pérdidas cambiarias a la compañía. Desde entonces, PDVSA decidió gastar sus beneficios fuera del alcance

del gobierno y la política de internacionalización resultó ser la mejor opción para este propósito.

PDVSA implementó, así, como parte de su política de comercialización, la llamada Política de Internacionalización. Por un lado, las ventas internacionales de crudos y derivados del petróleo continuaron constituyendo la parte fundamental de la actividad petrolera nacional, básicamente porque el Estado no cobraba renta petrolera a los consumidores del mercado interno. Esta situación de dependencia era obviamente conocida por quienes tomaban decisiones en la empresa: «el mercado petrolero internacional tiene una importancia vital para Venezuela», porque allí se

origina el mayor flujo de ingresos... y por su enorme significación económica... 80% de la producción petrolera nacional se vende en el mercado internacional y de allí se obtiene alrededor del 90% de los ingresos de divisas del país (CEPET, 1989: 149).

Y, por el otro lado,

en Venezuela hemos dado por llamar internacionalización a las políticas de inversiones en el extranjero de la Industria Petrolera Nacional, orientada a la integración vertical con las actividades de refinación, distribución y mercadeo en los países consumidores. La razón de esta política estriba en la necesidad de maximizar ingresos y minimizar riesgos (CEPET, 1989: 175).

El objetivo de esta política era «asegurar mercados estables a largo plazo para nuestra producción mediante la aplicación de mecanismos comerciales atractivos que nos garanticen llegar hasta el consumidor final» (CEPET, 1989: 159). Básicamente, la política de internacionalización consistió en la compra de refinerías y redes de distribución de derivados del petróleo en Europa y Estados Unidos (CITGO, en particular) y en el arrendamiento de la refinería de Curaçao, en el Caribe.

Tal como fue formulada por PDVSA, esta política consistió en la adquisición de refinerías en el extranjero a través de la creación de empresas conjuntas (*joint-ventures*), usualmente con 50% del capital social. La política de internacionalización de PDVSA permitió a la compañía ampliar su cuota de mercado y acceder al conocimiento técnico (Baena, 1999).

Todas estas operaciones ampliaron la capacidad de refinación de PDVSA en el extranjero en alrededor de 2,5 millones de barriles diarios. No obstante, de acuerdo con un estudio,

la internacionalización ha resultado extraordinariamente costosa, ya que ha reducido tanto los ingresos por concepto de exportación (a través de los descuentos) como el ingreso gravable de PDVSA (a través del incremento en costos y su importación a Venezuela para su deducción para efectos del Impuesto Sobre la Renta) (Boué, 2002: 277).

Por consiguiente, «el objetivo estratégico de colocar grandes volúmenes de crudo en instalaciones controladas por PDVSA se ha conseguido a costa de una fuerte disminución en los ingresos fiscales...» (Boué, 2002: 277). Algunas cifras corroborarán la fuerza de este aserto. En 1981, el Estado venezolano recaudó 13.900 millones de dólares en impuestos petroleros por 19.100 millones de dólares de ingresos brutos generados por la exportación de petróleo, pero en el 2000, los ingresos fiscales fueron sólo de 11.300 millones de dólares por 27.300 millones de dólares por exportación de petróleo. Tal como anotó un observador: «Los objetivos estratégicos corporativos de PDVSA se colocaron por delante de los intereses del país a corto plazo» (Baena, 1999: 11). Además, desde febrero de 1986, PDVSA asumió la política de fijar los precios de exportación del petróleo venezolano en los puertos de embarque, llamados precios cotizados (*posted prices*) en la jerga petrolera (CEPET, 1989: 159). En otras palabras, el Ministerio de Energía y Minas cedió a la empresa esta competencia.

IV.2. PDVSA e IOC

Durante la década de 1990, los gobiernos de Carlos Andrés Pérez (1989-1993) y Rafael Caldera (1994-1998) implementaron una nueva política petrolera, conocida como Política de Apertura Petrolera. Esta política consistió básicamente en la reapertura del *upstream* de la industria petrolera venezolana y del mercado interno a los inversionistas privados. Pero esta reapertura no ocurrió como un cambio estructural repentino, sino paso a paso, a través de una cuidadosa combinación de medidas (de carácter jurídico, político, económico e institucionales) que perseguían retirar al Estado de la administración de los recursos naturales y de la recaudación fiscal de la renta petrolera internacional para ponerlos a disposición de las compañías petroleras e incrementar sus volúmenes de exportación. ¿Cómo pudo suceder una situación como ésta? Al borde de la insolvencia, debido a la caída abrupta de los precios del petróleo en 1986, Venezuela fue forzada a someterse a un programa de ajuste estructural del Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial en 1989 que recomendó un conjunto de reformas para abrir todas las actividades económicas nacionales, incluyendo por supuesto a las del sector petrolero.

La apertura del sector petrolero tomó la forma jurídica de reglas o cláusulas basadas en contratos bilaterales en vez de normas basadas en reformas legales o, simplemente, en nuevas leyes (de hidrocarburos y de impuesto sobre la renta). Como es conocido en el ámbito jurídico, las partes de un contrato bilateral se obligan entre sí por sus intercambios recíprocos de promesas, que sólo pueden ser reformadas de común acuerdo. Al contrario, las leyes pueden ser modificadas unilateralmente. Además, en los contratos de exploración y producción de petróleo se suele incluir al arbitraje internacional como medio de resolución de disputas, mientras que en las leyes se recurre con preferencia a la jurisdicción nacional para el mismo fin. Finalmente, los contratos petroleros venezolanos de la década de 1990 se elaboraron con base en una interpretación interesada de un solo artículo de la llamada ley de «nacionalización»

de la industria petrolera: el quinto. Esta disposición establecía, como puerta de escape a la estatización de la industria petrolera en 1975, que el Estado o sus empresas podían celebrar convenios operativos para realizar las actividades petroleras, y que, en casos especiales, podían también celebrar convenios de asociación con empresas privadas, garantizando el control de la asociación por parte del Estado y que el convenio fuera por tiempo determinado.

Dos convenios de este tipo, propuestos por PDVSA y aprobados por mayoría en el Congreso Nacional, se aprobaron en la década de 1990: a. Convenios de asociación para la exploración a riesgo de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo el esquema de ganancias compartidas y b. Convenio para ejecutar el llamado Proyecto Cristóbal Colón, que comprendía la exploración y la explotación de campos de gas natural localizados mar adentro y construir una planta de licuefacción para exportar gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés). Previamente, PDVSA había celebrado convenios operativos con las IOC para explotar campos petroleros llamados inicialmente «marginales» y, luego, dado lo inapropiado del término para designar campos en los que se planificaba producir 280.000 barriles diarios en el 2002, campos inactivos. Pero estos convenios operativos no representaron más que el primer paso para acondicionar el terreno para el regreso de las IOC y celebrar con ellas los contratos de asociaciones correspondientes ya mencionados.

En los convenios de asociación, los términos y condiciones para la explotación de petróleo fueron tan atractivos para las compañías petroleras extranjeras que es difícil encontrar similares términos y condiciones en contratos celebrados incluso en países no productores de petróleo. Por ejemplo: áreas con una extensión de 2.000 kilómetros cuadrados para ser exploradas, otorgadas por un periodo de exploración de 9 años en vez de 3, como lo establecía la disposición legal correspondiente que se consideró automáticamente derogada por una sentencia de la antigua Corte Suprema de Justicia; eliminación de la sobretasa a los ingresos brutos obtenidos por la exportación de petróleo (el llamado Valor Fiscal de Exportación); reducción de la regalía hasta un mínimo del 1% y disminución de la tasa del impuesto sobre la renta al 34%, idéntica a la tasa del impuesto de las compañías no petroleras. Además, PDVSA se comprometió en estos contratos a desempeñar la función de «sombrija fiscal» frente al Estado venezolano y en beneficio de los ingresos de los asociados⁸.

Al final de la década de 1990, el aumento de la producción petrolera venezolana (3.370.000 barriles diarios en promedio en abril de 1998) (ver OPEC, 1998: 7) y la crisis del sudeste asiático, produjeron una segunda caída abrupta de los precios del petróleo, y con ellos los de la cesta petrolera venezolana de exportación. En febrero de 1999, por ejemplo, esta cesta se vendió en 8,43 dólares (nominales) por barril en promedio. Un precio excesivamente bajo para una economía como la de Venezuela, cuyo Producto Interno Bruto depende de la industria petrolera en una proporción muy elevada: entre el 20 y el 25%.

8. Al respecto, ver: J. MORA CONTRERAS (1994: 251-258 y 1995: 129-145); B. MOMMER (1998); C. MENDOZA POTELLA (2000).

V. EL RENACIMIENTO DEL ESTADO RENTISTA

Finalmente, a partir de 1999 y hasta hoy en día, el Estado rentista venezolano –cual ave fénix– ha renacido pero identificado plenamente con el origen rentístico de sus ingresos: asignando a PDVSA no sólo las responsabilidades de la empresa petrolera estatal que es (encargarse de la actividad petrolera, coleccionar la renta petrolera internacional y vigilar y controlar a las compañías petroleras extranjeras –IOC y NOC– que operan en Venezuela), sino asignándole también responsabilidades de políticas públicas, económicas y diplomáticas, propias de los órganos de la administración central o de otras empresas estatales (como distribuir renta petrolera, vender productos de consumo masivo, producir y asignar bienes no petroleros en el mercado interno; y, externamente, financiar con prodigalidad actividades de cooperación gubernamental).

En poco más de dos años (1999-2001), la nueva élite del poder reformó (por medio de decretos y de manera constitucional) el marco de regulación formal de la industria de los hidrocarburos en Venezuela, sorprendente para más de un avezado actor petrolero. La reforma consistió básicamente en las medidas siguientes: regreso al antiguo sistema de concesiones –aunque ahora se llaman técnicamente licencias– para explotar recursos naturales; trato idéntico para los inversionistas extranjeros y nacionales; eliminación del monopolio nacional de PDVSA sobre la industria del gas natural y su apertura a la inversión privada; empresas mixtas (PDVSA e inversionista) para las actividades de exploración y producción de petróleo; regalías del 20% para el gas y 33 1/3% para el petróleo, como mínimo; tasa de impuesto de las actividades comerciales para las compañías de gas (34%) y disminución de la tasa para las compañías petroleras (del 67,7% al 50%); y sumisión de las compañías petroleras a los acuerdos o tratados internacionales adoptados por la República en materia de hidrocarburos (OPEP, Pacto de San José y Acuerdo Energético de Caracas), así como a la jurisdicción nacional. Por último, y no menos importante, el Ministerio de Energía y Petróleo (antes Ministerio de Energía y Minas) reasumió la función rectora de la política petrolera nacional. Muestra inequívoca de la sumisión del operador técnico al político es que el ministro de Energía y Petróleo es ahora también presidente de PDVSA, vicepresidente territorial del Consejo de Ministros y vicepresidente del Partido Socialista Unido de Venezuela (PSUV) para la región occidental del país.

Con el aumento de las regalías, el Estado central venezolano está ahora más constreñido que nunca a actuar en el mercado petrolero internacional para intentar mantener altos los precios del petróleo, pues el monto de las regalías determina en buena medida el monto de los ingresos fiscales. El porcentaje de los ingresos fiscales del petróleo sobre los ingresos fiscales ordinarios creció del 34% en 1998 al 58,4% en 2003. De este último porcentaje, las regalías representaron el 65% en ese mismo año. Dicho de otro modo, las regalías son ahora la fuente principal de los ingresos fiscales petroleros venezolanos. Y los dividendos de PDVSA la fuente secundaria. Este rubro, inexistente como fuente de financiamiento en 1995, ha llegado en tiempos recientes (1998 y 2001) a contribuir con alrededor del 40% de los ingresos fiscales del petróleo. La

suma de las regalías y los dividendos de PDVSA representaron en 2002 y 2003 alrededor del 90% de los ingresos fiscales del petróleo en Venezuela.

Causa determinante del fortalecimiento del Estado rentista es el modo en que los ingresos fiscales ordinarios son financiados: privilegiando las regalías y los dividendos de PDVSA como fuentes fundamentales del ingreso fiscal petrolero, y minimizando el impuesto sobre la renta del petróleo. En primer lugar, porque las regalías son la expresión más pura de la renta petrolera internacional o, si se prefiere, del derecho de propiedad público y nacional de los hidrocarburos. En segundo lugar, porque el monto de los dividendos de PDVSA lo decide su único accionista: la República, aunque de hecho es el ministro de Energía y Petróleo (su representante legal). La existencia de un único accionista facilita la apropiación de dividendos, incluso por encima de cantidades que pudiesen considerarse razonablemente como utilidades, sobre todo cuando cae el precio promedio de la cesta petrolera venezolana de exportación y la compañía tiene que pagar cantidades exorbitantes en dividendos (como ocurrió en 1998 y en 2001). En tercer lugar, porque la función fiscalizadora del aparato del Estado decreció notablemente. Para calcular los pagos de las regalías en efectivo, el Estado requiere de poca burocracia y escaso personal calificado. Y, para encajar los dividendos de PDVSA en la tesorería, se requiere de una operación financiera simple. En resumen, el Estado rentista carece de incentivos fiscales para construir una organización burocrática compleja y altamente calificada⁹.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- ACOSTA HERMOSO, Eduardo. *Análisis histórico de la OPEP*. Mérida: Universidad de Los Andes, 1969, vol. 1.
- ACOSTA HERMOSO, Eduardo. *La Comisión Económica de la OPEP*. Caracas: Editorial Arte, 1971.
- ARREAZA, Julio César. Aspectos históricos y jurídicos. En PDVSA (NATERA, Brígido y ARREAZA, Julio *et al.*). 1976-1985. *Diez años de la industria petrolera nacional*. Caracas: PDVSA, 1986.
- BAENA, César. *The internationalization strategy of PDVSA: a policy-making analysis*. Paris: Centre d'études et de recherches internationales, Sciences Po, 1999. En <http://www.ceri-sciences-po.org>.
- BAPTISTA, Asdrúbal y MOMMER, Bernard. *El petróleo en el pensamiento económico venezolano. Un ensayo*. Caracas: Ediciones IESA, 1987.
- BOUÉ, Juan Carlos. El Programa de Internacionalización de PDVSA: ¿Triunfo estratégico o desastre fiscal? *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, mayo-agosto, 2002, vol. 8, n.º 2: 277.
- CEPET. *La industria venezolana de los hidrocarburos*. Caracas: Ediciones del Centro de Formación de Petróleos de Venezuela y sus filiales, 1989, vol. II.
- Diccionario de Historia de Venezuela*. Caracas: Fundación Polar, 1997.
- EGAÑA, Manuel. Introducción a la Memoria del Ministerio de Fomento. Presentada al *Congreso de los Estados Unidos de Venezuela*. Caracas: Cooperativa de Artes Gráficas, 1940.

9. Véase para ampliar: J. MORA CONTRERAS (2009: 4-33).

- GACETA OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE VENEZUELA. *Ley Sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos*. Caracas: Gaceta Oficial de la República de Venezuela, n.º 59.577, 6 de agosto de 1971.
- GIACOPINI ZÁRRAGA, José. Antecedentes Históricos. En GIACOPINI ZÁRRAGA, José; ARREAZA, Julio César; LANDER MÁRQUEZ, Carlos; PALMA CARRILLO, Pedro; RODRÍGUEZ ERASO, Guillermo y NATERA, Brígido. 1976-1985. *Diez años de la industria petrolera nacional*. Caracas: PDVSA, 1986.
- GONZÁLEZ BERTI, Luis. *Ley de hidrocarburos*. Mérida: Universidad de Los Andes, 1967.
- LIEUWEN, Edwin. *Petróleo en Venezuela. Una historia*. Caracas: Cruz del Sur Ediciones, 1964.
- MC ELWEE, Neil. *George Bissell: Oil Industry Patriarch*. Seneca: OIL 150, Oil Region Alliance, 2007. En <http://www.oil150.com/essays/2007/07/george-bissell-oil-industry-patriarch>.
- MÉJAN, Étienne. *Collection complete des travaux de M. Mirabeau L'Ainé, à l'Assemblée Nationale*. Paris: Chez Devaux, Libraire au Palais Royal, 1792, tomo v, capítulo 20.
- MEJÍA ALARCÓN, Pedro. *La industria del petróleo en Venezuela*. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 1972.
- MENDOZA POTELLÁ, Carlos. *Crítica petrolera contemporánea*. Caracas: Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, UCV, 2000.
- MOMMER, Bernard. *La Cuestión Petrolera*. Caracas: Asociación de Profesores UCV-Tropykos, 1988.
- MOMMER, Bernard. *The New Governance of Venezuelan Oil*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, WPM 23, 1998.
- MORA CONTRERAS, Jesús. Associations stratégiques de PDVSA: forces et faiblesses. *Économies et Sociétés*, Série Economie de l'Énergie, septembre, 1994, tome XXVIII, n.º 9: 251-258.
- MORA CONTRERAS, Jesús. La apertura petrolera venezolana: un proceso inconcluso de cambio en sus estructuras. *Investigación Económica, Revista de la Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México*, julio-septiembre, 1995, n.º 213, vol. IV: 129-145.
- MORA CONTRERAS, Jesús. El poder de las grandes empresas petroleras: 1900-1950. *Investigación Económica, Revista de la Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México*, julio-septiembre, 2002, n.º 241: 153-183.
- MORA CONTRERAS, Jesús. Las bases de la política petrolera rentista y bolivariana del gobierno de Chávez. *Opiniones Contrapuestas de la Universidad Mayor de San Simón*, Cochabamba (Bolivia), 2009, n.º 5: 4-33.
- OPEC. *Bulletin*. Viena: OPEC, abril 1998.
- RIVAS, Ramón. *Venezuela. Apertura petrolera y geopolítica. 1948-1958*. Mérida: Universidad de Los Andes, 1999.
- RODRÍGUEZ ERASO, Guillermo. *Factibilidad de la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela, en Ateneo de Caracas. Nacionalización petrolera en Venezuela*. Caracas: Monte Ávila Editores, 1971.
- World Petroleum*. 1959, vol. 30, n.º 1.

LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS DE CARA AL DESARROLLO SOSTENIBLE EN PERÚ Y ECUADOR

*Facing sustainability: energy policies and environmental crisis in Peru
and Ecuador*

Guillaume FONTAINE

FLACSO, Ecuador

✉ gfontaine@flacso.org.ec

BIBLID [1130-2887 (2009) 53, 103-126]

Fecha de recepción: diciembre del 2008

Fecha de aceptación y versión final: septiembre del 2009

RESUMEN: Perú y Ecuador son dos productores medianos de hidrocarburos, a escala de América Latina: el primero es exportador de gas natural y el segundo de petróleo, lo que genera una renta significativa para el financiamiento de las políticas públicas en ambos casos. Sin embargo, los conflictos ambientales relacionados con la extracción, el transporte y la comercialización de estos recursos naturales evidencian tensiones entre las necesidades de financiamiento para el desarrollo económico y social, por un lado, y para la protección del medio ambiente, por el otro. A partir de esta hipótesis, el presente artículo analiza los factores endógenos y exógenos que resultarán determinantes para definir un modelo de desarrollo sostenible y políticas energéticas eficientes en ambos países.

Palabras clave: energía, política pública, ambientalismo, cambio climático.

ABSTRACT: Peru and Ecuador are both middle-range carbon fuel producers in Latin America: one exports natural gas and the other oil, which means a significant rent for the financing of public policies in both cases. Nevertheless, environmental conflicts related to these natural resources extraction, transportation and commercialization show some tensions between financing necessities of economic and social development, on the one hand, and environmental protection on the other. Starting with such a hypothesis, this paper analyzes endogenous and exogenous factors which, in the long run, should prove to be decisive in the definition of a sustainable development model and efficient energy policies in both countries.

Key words: energy, public policy, ecology, climate change.

I. INTRODUCCIÓN¹

La década de 1980 dio lugar a una multiplicación de organizaciones no gubernamentales y redes transnacionales de defensa del medio ambiente que pretendían crear una suerte de conciencia ecologista global. A partir de la premisa según la cual la población mundial constituía una comunidad global de riesgo, algunos autores formularon la hipótesis de una «sociedad civil global» (Beck, 1988). Sin embargo, los movimientos ecologistas europeos, primero, y luego los estadounidenses y latinoamericanos —en particular mexicano y brasileño— no habían logrado, hasta la fecha, dar un salto de la acción social al movimiento político, mediante el cual convertir la incidencia política en producción de normas. Este problema encontró una modalidad particular en los Países Andinos, donde la explotación de hidrocarburos genera muchos conflictos con las comunidades amazónicas.

Con las reformas constitucionales introducidas en todos los países andinos en la década de 1990, los bienes comunes y los derechos de los pueblos indígenas llegaron a formar parte de los derechos fundamentales, aunque la puesta en práctica de los derechos de tercera generación se haya enfrentado con una serie de problemas sistémicos, que acumulaban los efectos de la crisis de la deuda y la crisis de gobernabilidad democrática. Ello constituyó un cambio comparable con aquel introducido en Europa occidental con el reconocimiento de los derechos sociales en la década de 1950. Ahora bien, la administración de aquellos derechos de segunda generación fue cuestionada por la crisis del Estado de bienestar, iniciada hacia 1970.

En ciertos países, el financiamiento de la política social depende en gran parte de la renta generada por las exportaciones de hidrocarburos. Tal es el caso de Perú y Ecuador, productores medianos a escala de América Latina. Ahora bien, existe una tensión entre el desarrollo económico basado en la extracción de hidrocarburos y la protección del medio ambiente, especialmente en la cuenca amazónica, donde se ubican las principales reservas de petróleo ecuatoriano y de gas natural peruano. Asociado con los «déficits de democracia» que caracterizaron a ambos países en la década de 1990, este modelo desembocó en conflictos locales, en los que se combinan indicadores de bajo desarrollo humano y alta inequidad social, con impactos ambientales negativos.

En ese contexto, uno puede preguntarse en qué medida las políticas petroleras en Ecuador y Perú responden a los desafíos del desarrollo sostenible. La hipótesis planteada aquí es que, a pesar de que ambos países se beneficien del alza tendencial de los precios de hidrocarburos en los mercados mundiales, la orientación de sus respectivas políticas petroleras sigue vías distintas, no sólo por razones ideológicas, sino también porque cada uno enfrenta condiciones geológicas y contextos históricos diferentes. Para

1. Versiones preliminares de este texto fueron presentadas en las Jornadas de estudios internacionales en América Latina, el Caribe y la Unión Europea: «Cohesión social y desarrollo sostenible» (Universidad San Martín de Porres, Lima, 28-30 de abril de 2008), luego en el IV Congreso de la Asociación Latinoamericana de Ciencia Política (ALACIP) 2008 «¿Gobernanza sin desarrollo? Repensar el bienestar en América Latina» (Universidad de Costa Rica, 5-7 de agosto 2008).

sustentar esta tesis se propone establecer una relación entre los factores endógenos y exógenos que inciden en las políticas petroleras.

En una primera parte, se presenta la evolución reciente de las políticas petroleras tanto en Perú como en Ecuador. En un primer momento se exponen datos básicos de reservas, producción y consumo de hidrocarburos, así como una estimación de los ingresos estatales por las exportaciones. En segundo lugar, se resumen las principales innovaciones institucionales desde el año 2000. Por último, se analizan los cambios recientes en la matriz energética de ambos países.

En la segunda sección, se analizan los impactos de tres tipos de factores exógenos: los ciclos de precios, la diplomacia venezolana y la lucha contra el cambio climático. Se recordará que los ciclos de precios inciden en la alternancia de políticas nacionalistas y de apertura a los capitales privados, desde la década de 1990. Se verá en qué medida la importancia regional de Venezuela ha afectado a la integración energética y las políticas comerciales de los países andinos desde el 2006. Finalmente, se esbozará una interpretación de las implicaciones que conlleva la lucha global contra el cambio climático en la evolución futura de la matriz energética y la intensidad de ésta en el producto interno bruto (PIB) de Perú y Ecuador.

En la tercera parte, se examinarán dos tipos de factores endógenos: los conflictos ambientales y la incidencia del ecologismo en las políticas públicas. Se observará que los conflictos ambientales relacionados con las actividades petroleras en la Amazonía desembocan en soluciones y arreglos institucionales contrastados. Se relacionará la convergencia de algunos actores sociales presentes en esta región (indígenas, ecologistas y campesinos) con dos formas de institucionalización del ecologismo.

II. EVOLUCIÓN RECIENTE DE LAS POLÍTICAS PETROLERAS

Ecuador y Perú ocupan un lugar comparable a nivel regional por sus reservas de hidrocarburos, no obstante, las políticas petroleras en cada país siguen orientaciones distintas.

II.1. Dos productores medianos a nivel regional

América Latina ocupa un rango secundario en el mercado internacional de hidrocarburos. Sus reservas probadas de petróleo representan alrededor del 10,74% de las reservas mundiales, con unos 135.100 millones de barriles; y sus reservas de gas representan el 4,30% del total mundial, con unos 7,81 billones de metros cúbicos (10^{12} m³). La producción de petróleo se acerca al 13%, con 3.690 millones de barriles por año, contra un 8,5% para aquella de gas (240.700 millones de m³ por año) (BP, 2009).

El país latinoamericano que juega el rol más significativo es Venezuela, que ocupa el quinto rango internacional, con el 7,9% de las reservas probadas (99.400 millones de barriles). Le siguen Brasil y México (en los 16.º y 18.º rangos), cuyas respectivas

reservas representan el 1% del mundo (12.600 y 11.900 millones de barriles). Luego aparecen Ecuador (28.º rango), Argentina (33.º), Colombia (38.º), Perú (40.º) y Trinidad y Tobago (44.º) (BP, 2009: 6).

La producción de Venezuela, que representó 3,4% del total mundial en el 2008 (con 2,57 millones de barriles por día [b/d]), es muy superior a su consumo, que alcanzó entonces 719.000 barriles diarios. Aunque en menor medida, la balanza petrolera es también positiva en México (+1,12 millones de b/d), Ecuador (+0,31 millones de b/d) y Colombia (+0,38 millones de b/d). En cambio, a pesar de una producción de 1,90 millones de b/d, Brasil sigue siendo un importador neto de petróleo (-0,50 millones de b/d), mientras que Perú equilibra prácticamente su balanza petrolera (-0,05 millones de b/d) (BP, 2009: 8 y 11).

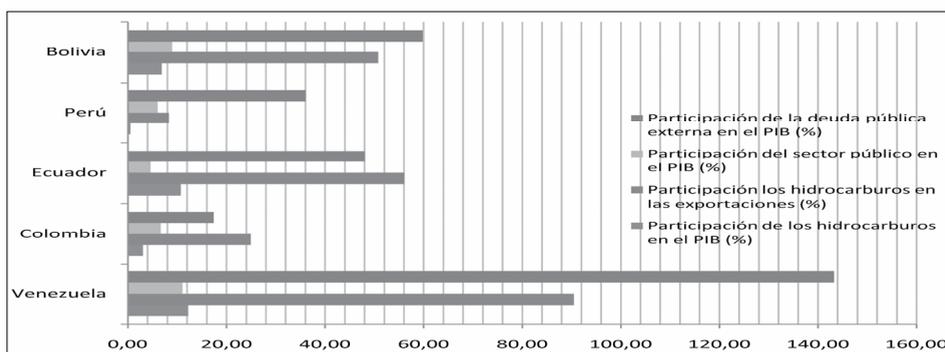
Estas cifras indican que los grandes y medianos productores de América Latina y el Caribe –a excepción de Brasil– son también exportadores. Sus excedentes de producción deben suplir parcialmente la demanda de los pequeños productores y de países sin petróleo, en el mercado regional, además de aquella de los mercados norteamericano, asiático y europeo. A escala mundial, Perú y Ecuador son productores marginales y representan menos del 1% tanto por su producción cuanto por sus reservas de hidrocarburos. No obstante, el descubrimiento de importantes hallazgos de gas en Perú, en la década de 1980, y de petróleo pesado en Ecuador, en la década 1990, podría dar lugar a un incremento sustancial de la producción en los años venideros. En Ecuador, la explotación de los campos petrolíferos Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT) permitiría además compensar a mediano plazo el decrecimiento de la rentabilidad de los campos maduros operados por Petroecuador. Por otro lado, en Perú la explotación de los campos de gas del Bajo Urubamba en la Amazonía, adyacentes al lote 88 conocido como proyecto «Camisea», le otorga un excedente de producción por no menos de tres décadas.

En el 2008, los ingresos por exportaciones de hidrocarburos alcanzaron 10.565 millones de dólares (USD) en Ecuador y 2.663 millones de USD en Perú². Más allá de las ventajas que implican estos ingresos para la economía de ambos países, su importancia relativa en el producto interno bruto y en las exportaciones de cada uno es bastante diferente. En primer lugar, el producto de las exportaciones de hidrocarburos representa más de la mitad de las exportaciones totales de Ecuador en valor (57%), mientras no pasa del 8,4% de las exportaciones peruanas. En segundo lugar, la participación de los ingresos procedentes de los hidrocarburos en el PIB sigue marginal en Perú (0,5%) mientras que es sustancial en Ecuador (10,7%). A nivel de la región andina, esto coloca al primero en una situación comparable con Colombia, mientras que el segundo ocupa una situación similar a aquella de Bolivia y Venezuela. Eso no se puede asimilar a una «maldición de los recursos» (Auty, 2001; Ross, 2003), en la medida en que es imposible establecer una correlación entre la importancia de los hidrocarburos en la economía nacional y otros indicadores macroeconómicos. Tampoco se puede ver en Ecuador –ni menos aún en Perú– un Estado petrolero como Venezuela (Karl, 1997: 189-221).

2. Fuentes: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (2009); BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ (2009).

Cierto es que la deuda se ubica a un nivel intermedio, por un lado, el gasto público de Ecuador se ubica al nivel más bajo de la región (con el 4,6% del PIB), incluso detrás de Perú (6,0% del PIB) y de Colombia (6,6% del PIB), mientras que la participación de este gasto es relativamente alto en Venezuela (11,0% del PIB) y Bolivia (9,0% del PIB). Por el otro, la participación de la deuda pública externa de Ecuador (48,1% del PIB) ocupa un nivel intermedio entre dos países andinos muy endeudados (Venezuela y Bolivia, respectivamente con el 143,3% y el 59,8% del PIB) y dos menos endeudados (Colombia y el Perú, respectivamente con el 17,4% y el 36,0% del PIB) (ver Gráfico 1).

GRÁFICO I
 SELECCIÓN DE INDICADORES MACROECONÓMICOS PARA LOS PAÍSES ANDINOS (2007)



Elaboración: G. FONTAINE. Fuente: Bancos centrales de los países mencionados; IEA (2008).

II.2. Innovaciones institucionales

Las orientaciones ideológicas que definen las políticas petroleras desde el 2000 divergen. Mientras que Ecuador lleva a cabo una nueva forma de nacionalismo petrolero, desde 2005, Perú continúa su política de apertura a las inversiones directas extranjeras (IDE) para intensificar la exploración y explotación de hidrocarburos. En el primer caso, la política del gobierno descansa actualmente en el postulado por el que la nacionalización de las ganancias y la renegociación de los contratos de asociación deberían coadyuvar a preservar el nivel de la renta y se debería postergar –o hasta renunciar– a la explotación de nuevos yacimientos. En el segundo caso, se privilegia la apertura a los capitales privados y el incremento de producción para intensificar los efectos de la bonanza de precios y de cantidad.

Es preciso volver sobre los acontecimientos de la transición que siguió a la caída de Alberto Fujimori en 2000, para ubicar el punto de partida de la actual política energética peruana. En efecto, aunque los yacimientos del Bajo Urubamba fueron descubiertos en 1985, el contrato para la construcción del gasoducto y la explotación del lote 88 se firmó en el año 2000 en plena crisis política. Aquella política fue asumida por los

sucesores de Fujimori, Valentín Paniagua y Alejandro Toledo, que hicieron del «proyecto Camisea» la piedra de toque de su administración; y lo sigue siendo para Alan García en su administración actual.

El arranque del «proyecto Camisea» con dos consorcios internacionales liderados por las empresas argentinas Pluspetrol (para el *upstream*) y Techint (para el *downstream*), en asociación con Huntoil, Repsol-YPF, Petrobras y Petróleos del Perú, consagró la alianza entre el Estado y el sector privado. Inauguró una ola de nuevos contratos con Repsol-YPF y Petrobras, para la exploración y explotación de los lotes 57 y 58, adyacentes a los lotes 56 y 88 (operados por Pluspetrol). Antecedió además el lanzamiento de nuevas rondas de licitaciones para la exploración y explotación de campos petrolíferos en la cuenca amazónica y a lo largo de la costa norte del Pacífico.

Esto dio lugar a importantes innovaciones en el ámbito administrativo, como la creación del Grupo de Trabajo y Cooperación Interinstitucional (GTICI), encargado de coordinar la política del gobierno con las demandas del sector empresarial y la sociedad civil, con el apoyo del BID. También ayudó a dar un nuevo impulso a la descentralización, en particular, gracias a la creación del sistema nacional de inversiones públicas (SNI), que canaliza el canon de gas hacia las regiones y los municipios mediante procedimientos que permiten una rendición de cuentas continua. En la actualidad, se debate si es oportuno exportar el gas de Camisea hacia Estados Unidos, puesto que el volumen de reservas probadas de este yacimiento ha sido revisado a la baja. Inicialmente evaluadas en unos 11,15 billones de pies cúbicos (10^{12} p³), estas últimas alcanzarían en realidad 8,8 billones de p³ (Gaffney, Cline y Asociados, citado en Propuesta Ciudadana, 2009: 16).

En Ecuador, la política petrolera actual fue inaugurada tras el derrocamiento de Lucio Gutiérrez en 2004, por el gobierno de transición de Alfredo Palacio, en el que participó el actual presidente Rafael Correa como ministro de Economía y Finanzas. La reforma a la Ley de Hidrocarburos dio lugar a la nacionalización parcial (del 50%) de las ganancias extraordinarias realizadas por las empresas multinacionales desde 2003, a través de los contratos de participación que reducían la participación de la renta a menos del 20% de la producción. Esta medida fue acompañada, además, por la declaración de caducidad del contrato entre Occidental Petroleum y Petroecuador, en mayo de 2006. Antecedió también la decisión de renegociar todos los contratos de asociación o de nacionalizar integralmente (en un 99%) aquellas ganancias extraordinarias en el 2007.

La adopción de la Ley 42-2006, reformadora de la Ley de Hidrocarburos, llevó a algunas empresas multinacionales que operaban entonces en Ecuador a demandar a este país ante el Centro Internacional de Arbitraje de los Diferentes Relativos a las Inversiones (CIADI), en 2008. En este contexto, el gobierno impulsó la renegociación de los contratos, con el afán de revisar al alza la participación del Estado en la producción. Si las empresas aceptaban renegociar su contrato, el reparto de las ganancias extraordinarias sería entonces del 70% para el Estado y el 30% para las empresas. En pocos meses los contratos de los principales bloques en explotación fueron revisados, bajo la modalidad de «contratos de participación modificados». Algunas anularon su contrato, como City Oriente (operadora del bloque 27), Petrobras (de los bloques 18 y 31) o Perenco

(de los bloques 7 y 21), mientras otras llegaron a un acuerdo, como Petroriental y Repsol-YPF en 2008, luego Ecuador TLC³.

La reorientación de la política pública fue ante todo el producto del apoyo del movimiento ecologista, recibido por el movimiento Alianza País, mientras el movimiento indígena seguía dividido como consecuencia de su participación a la administración de Gutiérrez. En el ámbito estrictamente energético, esta reorientación consistió en postergar la explotación de los campos ITT, mientras se buscaba un mecanismo de compensación por un monto de 3.500 millones de USD en la comunidad internacional. El gobierno de Correa pretende renunciar a la explotación del mayor yacimiento del país a cambio de una contribución financiera por concepto de «pago por servicios ambientales»⁴. Anunciada en junio 2007, esta iniciativa encontró un eco favorable en la opinión pública nacional e internacional. Este interés no se concretó hasta la fecha por un compromiso firme de parte de los organismos financieros ni de los países industrializados.

En el ámbito administrativo, las reformas lanzadas rebasan el marco de un análisis de política energética, aunque inciden directa e indirectamente en su desenvolvimiento. La gestión del gobierno de Correa se caracteriza por su centralismo burocrático, encarnado en la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), y por el creciente control de esta última sobre el Ministerio de Energía y Minas, reestructurado en 2007 entre un Ministerio de Minas y Petróleo y otro de Electricidad y Energías Renovables. Finalmente, vale resaltar el papel determinante que juega la Asamblea Constituyente convocada a finales de 2007, en la que se observó una nueva modalidad de la convergencia entre los sectores ecologistas e indígenas. En cambio, la reforma de la empresa estatal Petroecuador, anunciada desde hace varios años, sigue pendiente, incluso tras la creación de una nueva entidad de economía mixta a través de Petroamazonas, encargada de las operaciones de varios bloques devueltos al Estado, tras la caducidad del contrato de Occidental y la salida de Petrobras del bloque 31.

II.3. Evolución de la matriz energética

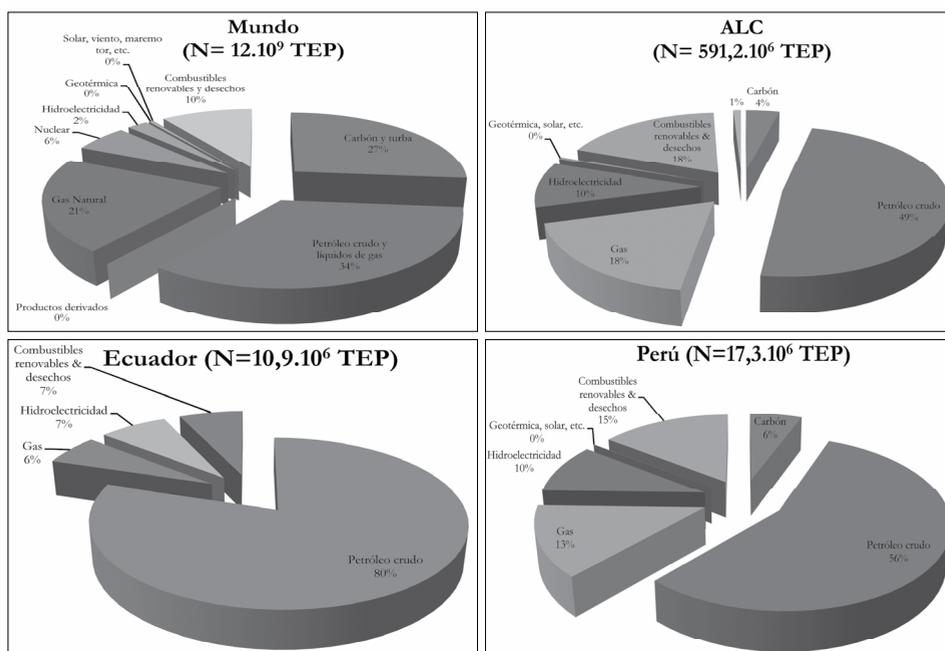
La matriz energética mundial muestra una fuerte dependencia hacia los hidrocarburos en el consumo de energía primaria: el consumo global de energía primaria depende en un 88% del petróleo, el carbón y el gas natural. La matriz energética de América Latina y el Caribe difiere ligeramente del modelo, ya que depende en un 77% de hidrocarburos.

3. La participación del Estado en los bloques 14 y 17 operados por Petroriental se incrementó respectivamente del 25,4% al 57,4% y del 26,2% al 56,5%; la participación del Estado en el bloque 16 operado por Repsol-YPF pasó del 17% al 36%; la participación del Estado en el bloque 18 operado por Ecuador TLC subió del 25,8% al 40%. Fuentes: Varios boletines de prensa del Ministerio de Minas y Petróleo, 2009.

4. Estos servicios son de dos tipos: por un lado se trata de preservar la diversidad biológica y cultural de la zona de influencia de estos campos petrolíferos; por el otro, se trata de «sacar» un volumen de petróleo crudo del mercado mundial y, así, evitar las emisiones de gases a efecto invernadero.

En Ecuador y Perú, la estructura es comparable con aquella del subcontinente, aunque Perú ocupa, al parecer, una situación ligeramente mejor que su vecino del Norte con una dependencia del 72% frente al 79% para Ecuador (ver Gráfico II).

GRÁFICO II. MATRIZ ENERGÉTICA (2007)



Elaboración: G. FONTAINE. Fuente: IEA, 2009.

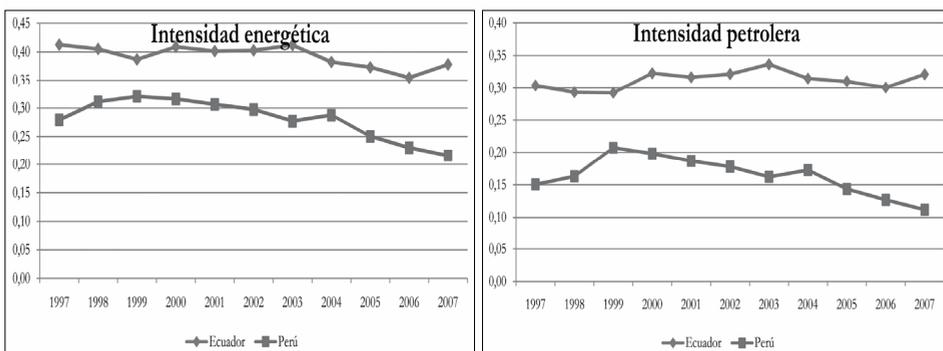
Puesto que el consumo de petróleo varía en función del crecimiento del PIB, la tasa de crecimiento es un buen indicador a mediano plazo de la evolución de la demanda de petróleo. Esta relación es alterada por dos factores: el incremento en la intensidad petrolera del PIB (es decir, el volumen de petróleo necesario para generar una unidad de PIB) y la eficacia energética (es decir, la cantidad de energía consumida para las actividades humanas). En este sentido, a medio plazo, la participación de los hidrocarburos en el consumo de energía final es relativamente estable, pero la geografía de la demanda sí está cambiando, teniendo en cuenta las diferencias entre países en desarrollo y países industrializados (De Lestrangle *et al.*, 2005: 36-38). Por lo tanto, a pesar de las reformas emprendidas por los países de la Unión Europea, la estructura del consumo energético global no debería alterarse de manera significativa a medio plazo (20 años) (Furfari, 2007: 41). En estos últimos, en particular en aquellos importadores de petróleo, los altos precios del crudo provocados por el doble choque petrolero de la década de 1970 fueron un estímulo para mejorar la eficiencia energética. En la siguiente

década, el proceso de reducción de la intensidad petrolera se aceleró, en particular con el aumento relativo del sector terciario en el PIB, a costa de las industrias pesadas.

La intensidad energética del PIB en muchos países en desarrollo tan sólo empezó a decrecer en la década de 1990 y sigue siendo muy superior a aquella de los países industrializados (Rojey, 2008: 87)⁵. Tal es el caso de China, empeñada en diversificar su consumo energético y sustituir poco a poco el carbón por el petróleo y el gas –irónicamente– para reducir sus emisiones de CO₂ y tratar de lograr los objetivos del Protocolo de Kioto (De Lestrangle *et al.*, 2005: 175).

Al respecto, Perú muestra mejores resultados que Ecuador. No sólo este indicador es inferior al de Ecuador, sino que en el periodo 1997-2006 tendió a bajar más rápido. Así es como la intensidad energética del PIB peruano se acerca a la media mundial y se ubica por debajo de 0,25 toneladas de equivalente de petróleo (TEP) por 1.000 USD, mientras que la intensidad del PIB ecuatoriano sigue superior a 0,37 TEP por 1.000 USD. La evolución de la intensidad petrolera del PIB sigue una tendencia aún más distinta entre ambos países. En efecto, mientras este indicador ha bajado en forma continua entre 1999 y 2006 en el Perú, es casi constante en Ecuador. En el primer caso, la intensidad petrolera se ubica hoy alrededor de 0,14 TEP por 1.000 USD, mientras que en el otro sigue superior a 0,31 TEP por 1.000 USD (Gráfico III).

GRÁFICO III
 EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA Y PETROLERA DEL PIB (1997-2007)



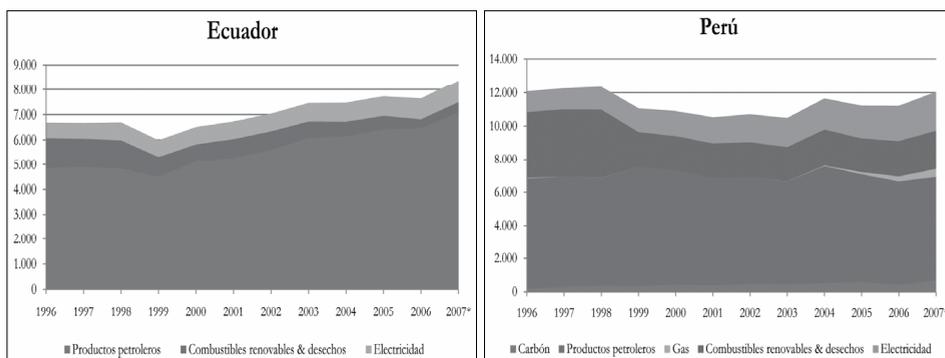
Elaboración: G. FONTAINE: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (2009); BANCO DE RESERVAS DEL PERÚ (2009); IEA (1998-2009).

En otros términos, para producir 1.000 USD de PIB, es necesario 2,2 veces más petróleo y 1,5 veces más energía final en Ecuador que en Perú. El análisis del consumo sectorial ayuda a profundizar la lectura de esta información y muestra que las políticas energéticas tienen resultados distintos en cada país en términos de consumo. En

5. La intensidad energética (I_e) mide la cantidad de energía (C_e) en TEP, necesaria a la producción de 1.000 USD de PIB. $I_e = C_e / \text{PIB} \times 1.000$.

primer lugar, en Ecuador, se observa un crecimiento total de energía final, que se debe principalmente al incremento del volumen de productos petroleros (que pasó de 6,87 a 7,42 millones de TEP) y, en menor medida, de la hidroelectricidad (de 1,2 millones a 2,1 millones de TEP), mientras que los combustibles renovables y los desechos disminuían (de 4,0 millones a 2,2 millones de TEP). En Perú, en cambio, el consumo total de energía final es relativamente estable durante el periodo de referencia, debido a la estabilidad del consumo de productos petroleros (entre 6,9 millones y 7,4 millones de TEP) y a la reducción del consumo de biomasa y desechos (de 4,0 millones a 2,2 millones de TEP), que compensó el incremento de la electricidad (de 1,2 millones a 2,1 millones de TEP). En ambos casos, las otras energías renovables (solar, eólica y geotérmica) siguen incipientes en el consumo total (Gráfico IV).

GRÁFICO IV
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES
(1997-2007)

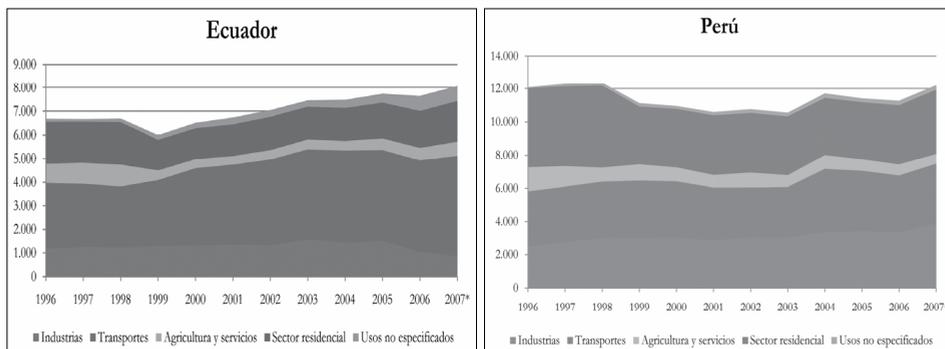


Elaboración: G. FONTAINE. Fuente: IEA (1997-2009).

La evolución del consumo en Ecuador está estimulada por el sector de los transportes (de 2,8 millones a 4,2 millones de TEP), mientras que el consumo del sector residencial disminuía levemente (de 1,8 millones a 1,6 millones de TEP), así como las industrias (de 1,2 millones a 1,1 millones de TEP) y la agricultura (de 0,8 millones a 0,5 millones de TEP). En cambio, en Perú, el consumo de las industrias aumentó (de 2,5 a 3,4 millones de TEP) más que los transportes (de 3,3 millones a 3,9 millones de TEP), mientras el consumo residencial disminuía (de 4,7 millones a 3,6 millones de TEP), así como la agricultura (de 1,5 millones a 0,7 millones de TEP) (Gráfico V).

La evolución del consumo de productos petroleros muestra nuevamente una diferencia entre ambos países. Ciertamente es que, en los dos casos, el consumo de éstos en el sector agrícola disminuyó (de 0,6 a 0,2 y de 1,1 a 0,4 millones de TEP en Perú). Sin embargo, a lo largo del periodo, el consumo del sector de transportes se incrementó más en Ecuador (al pasar de 2,8 millones a 4,2 millones de TEP), que en Perú (donde varió de 3,3 millones a 3,9 millones de TEP). Por otro lado, el consumo de la industria

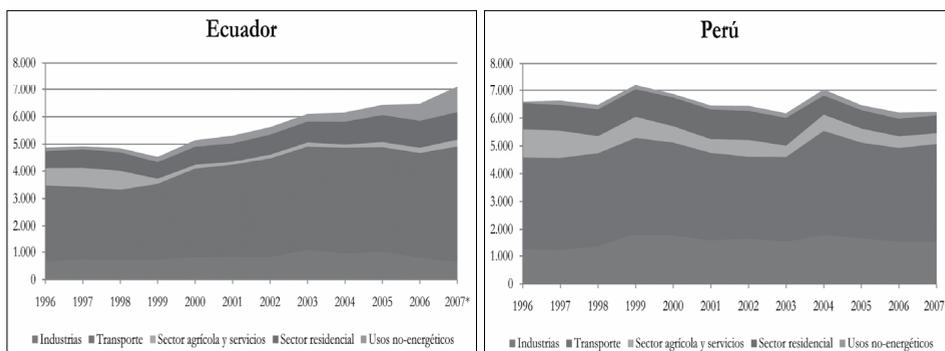
GRÁFICO V
 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA FINAL (1997-2007)



Elaboración: G. FONTAINE. Fuente: IEA (1997-2009).

se mantuvo en un nivel inferior al millón de TEP en el Ecuador (entre 0,7 millones y 0,8 millones de TEP), mientras que se incrementaba levemente en Perú (de 1,2 a 1,5 millones de TEP). Asimismo, el consumo residencial siguió tendencias contrapuestas en ambos países, subiendo en Ecuador (de 0,6 millones a 1,0 millones de TEP) mientras disminuía en Perú (de 0,9 millones a 0,6 millones de TEP) (Gráfico VI).

GRÁFICO VI
 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO SECTORIAL DE PETRÓLEO (1997-2007)



Elaboración: G. FONTAINE. Fuente: IEA (1997-2009).

En el contexto de alza tendencial a mediano plazo de los precios de hidrocarburos, tanto Ecuador como Perú salen beneficiados: el primero por disponer de una capacidad de producción de petróleo excedente respecto de sus necesidades internas; el segundo por disponer de una capacidad abundante de gas natural. Teniendo en cuenta los descubrimientos de los últimos años y del incremento de las IDE en exploración y explotación, se puede anticipar un efecto de doble bonanza, comparable con

aquel observado en la década de 1970, provocado por el alza acumulada de los precios y de la producción. Sin embargo, esta evolución queda sometida a la influencia de factores exógenos y endógenos, como se verá a continuación.

III. FACTORES EXÓGENOS QUE INCIDEN EN LAS POLÍTICAS PETROLERAS

Tres tipos de factores exógenos inciden en las políticas petroleras de Perú y Ecuador. En primer lugar, los ciclos de precios las orientaron hacia la apertura del sector petrolero en ambos países durante la década de 1990, luego hacia la nacionalización de la producción en Ecuador. En segundo lugar, la «diplomacia petrolera» del presidente de Venezuela tiene consecuencias sobre el proceso de integración energética regional, e indirectamente, sobre las políticas externas de ambos países. Por último, la lucha contra el calentamiento global tiene efectos sobre los esfuerzos consentidos por los gobiernos de turno para reformar la matriz energética.

III.1. Los ciclos de precios internacionales

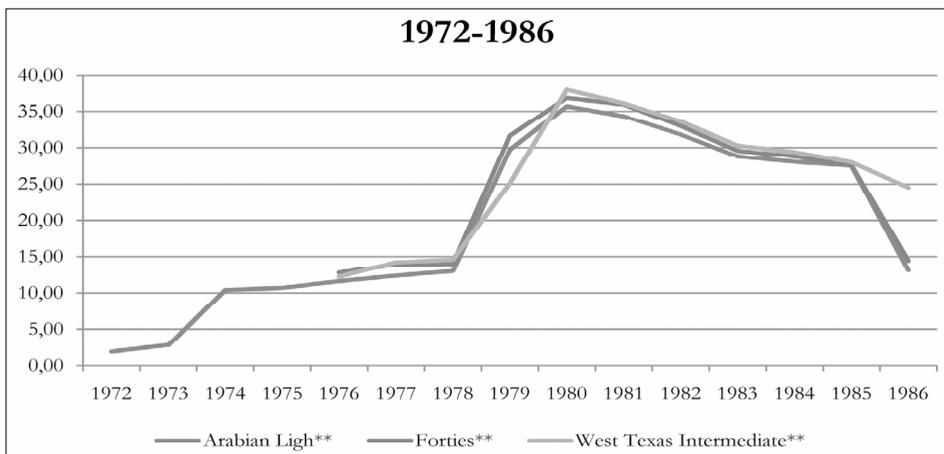
Desde la década de 1970, la vulnerabilidad de los países importadores ante la política de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ha dado lugar a importantes reformas en las políticas petroleras de los países industrializados. Así es como, para diversificar sus fuentes de abastecimiento en energía primaria, éstos incrementaron sus inversiones en la exploración de nuevos espacios (especialmente en alta mar) y en el desarrollo de tecnologías necesarias para el uso de fuentes de energía alternativas, renovables (como la hidroelectricidad) o no (como la nuclear). También se apoyaron en agencias internacionales para coordinar sus políticas energéticas y facilitar el intercambio de información, no sólo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), sino también con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Por su lado, los países exportadores se esforzaron por sacar el mejor provecho posible del control que ellos ejercían sobre las reservas mundiales más accesibles y rentables. Dos productores latinoamericanos –Venezuela y el Ecuador– participaron así al fortalecimiento de la OPEP e impulsaron la nacionalización del sector petrolero. Mientras tanto, la cooperación entre empresas estatales –a la que pronto se sumaron las principales multinacionales presentes en América Latina– se apoyó en la Asociación Regional para la Energía Latinoamericana (ARPEL). De esta manera, además de ser un arma política en la diplomacia de los países árabes, especialmente con relación al conflicto israelí-palestino, el petróleo se volvió generador de una renta sustancial para aquellos países que disponían de una capacidad de producción superior a la demanda en sus mercados internos.

El fracaso de la política oligopólica de la OPEP se volvió patente en 1984, cuando Arabia Saudita decidió unilateralmente incrementar su producción y abandonar la

política de cuotas aplicada por esta organización desde hace unos diez años atrás. Ello tuvo el efecto de acelerar el decrecimiento de los precios del petróleo crudo, que ya se vislumbraba como consecuencia de las nuevas políticas energéticas de los países importadores, en particular de la entonces Comunidad Europea (Furfari, 2007). De tal modo que, en pocos meses, estos precios habían vuelto a un nivel inferior al de 1978, es decir, antes del segundo choque petrolero (Gráfico VIIA).

GRÁFICO VIIA
 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO ENTRE 1972 Y 1986 (USD/BARRIL)



**USD corrientes.

Elaboración: G. FONTAINE. Fuente: BP, 2009.

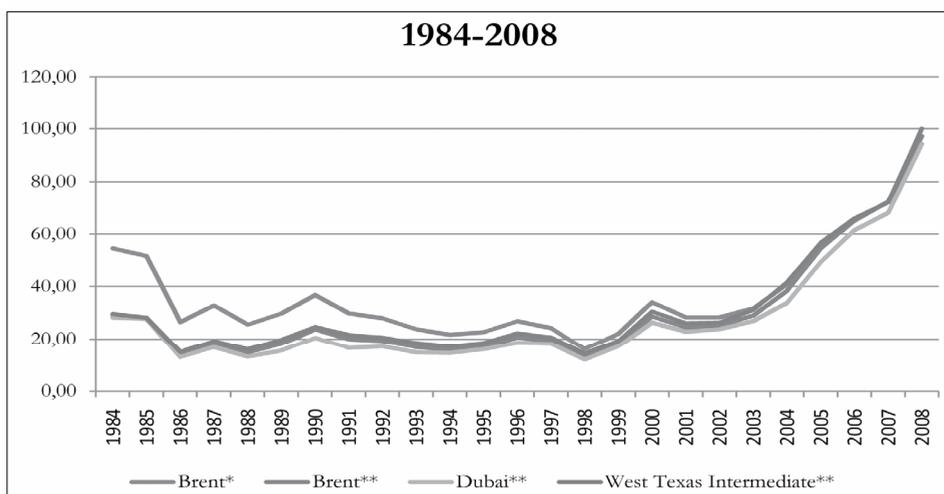
Como consecuencia indirecta de este fenómeno, se redujo el excedente comercial de los pequeños y medianos productores, en particular latinoamericanos. La «crisis de la deuda» que estalló en 1982-1984 se intensificó con el hecho de que algunos países, como México y Ecuador, se habían beneficiado tanto del aumento de los precios del petróleo como de la explotación de nuevos yacimientos y de préstamos internacionales a tasas de interés relativamente bajas. Esta crisis se tradujo por la renegociación de los términos del reembolso de la deuda externa y la emisión de los «bonos Brady», luego la adopción de planes de ajuste estructural elaborados con base en un modelo monetarista de equilibrios macroeconómicos.

Para los pequeños productores de petróleo y gas natural, como Perú y Bolivia en ese momento, las medidas de ajuste estructural incluyeron la privatización total o parcial (o la capitalización) de las actividades del *upstream* y del *downstream* (Campodónico, 1996). En cuanto a los productores medianos, como Colombia y Ecuador, intentaron atraer nuevas inversiones mediante una política de apertura a los capitales privados, que consistió básicamente en reducir los impuestos y liberalizar las condiciones de repatriación de los capitales de las compañías multinacionales. Por último,

entre los grandes productores, sólo México pudo conservar el control del sector petrolero; Venezuela y Brasil (entonces un importador neto de hidrocarburos), tuvieron que proceder a la apertura parcial de su industria, mediante contratos de asociación entre las empresas estatales PDVSA y Petrobras, por un lado, y las multinacionales por el otro.

La caída de los precios petroleros, que se observó durante 14 años, se debió principalmente a la liberalización de los precios en el mercado *spot* y a la capacidad de producción excedente de Arabia Saudita. Entre 1998 y 2007, los principales precios de referencia en los mercados internacionales se multiplicaron por cinco (caso del WTI y el Brent) y 5,6 (en el caso del Dubái) (BP, 2009; 2008: 16) (Gráfico VIIIB). Más allá de la «burbuja» especulativa que afectó a los mercados petroleros en el 2008, esta tendencia puede ser considerada como estructural, por varias razones, entre las cuales el alza sostenida de la demanda en países con alta tasa de crecimiento económico, como es el caso de China o India.

GRÁFICO VIIIB
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO ENTRE 1984 Y 2006 (USD/BARRIL)



*USD constantes de 2006.

**USD corrientes.

Elaboración: G. FONTAINE. Fuente: BP, 2009.

La CVII conferencia de la OPEP (organizada el 23 de marzo de 1999) concluyó con un acuerdo sobre la disciplina de precios –que habían tocado el piso en 1998 con una cotización de 8,5 USD por barril– con los principales productores no miembros de la organización: Rusia, Omán, México y Noruega. Este acuerdo permitió reducir la producción de 2,1 millones de barriles por día, para lograr a corto plazo una estabilización de los precios entre 22 y 28 USD (De Lestrangle *et al.*, 2005: 106).

El estancamiento, luego la baja temporal de los precios en 2000 y 2001 no revirtió la tendencia al alza. Ciertamente es que factores coyunturales como la crisis del sector aeronáutico

tras los atentados del 11 de septiembre de 2001, o la falta de respeto de las cuotas que la OPEP intentó imponer en varias oportunidades, provocaron una reducción de precios a corto plazo. Estos últimos volvieron a subir en el 2002, siguiendo una tendencia estructural que se confirmó en 2008, cuando el precio del crudo de referencia superó la vara simbólica de los 100 USD por barril.

Se puede ubicar el inicio de la crisis energética actual en 1999, fecha que coincide con tres elementos estructurales en el mercado mundial. En primer lugar, el rumor en torno al hecho de que la producción mundial de hidrocarburos podría haber alcanzado su «pico» histórico anunció el agotamiento a mediano o largo plazo de las reservas mundiales, desencadenando una ola de especulación que había de culminar en el segundo semestre de 2008, con el anuncio de la crisis del sector inmobiliario en Estados Unidos y la recesión que siguió. La falta de inversiones en el *downstream* en las décadas de 1980 y 1990 creó una tensión en la capacidad de oferta, especialmente en Estados Unidos. Finalmente, el aumento repentino de la demanda mundial de energía primaria, en particular debido al crecimiento económico de China, consecutivo al plan de 1998, escapó a cualquier tipo de entendimiento mutuo entre exportadores e importadores, reduciendo aún el margen de incidencia de estos últimos sobre las decisiones de los primeros (Séville-López, 2006: 31-32).

III.2. La diplomacia venezolana

El papel de Venezuela puede incidir en la posibilidad de dar continuidad a las reformas emprendidas en Perú y Ecuador, entre otras cosas en lo que atañe a la integración energética regional. Esta influencia se debe a la importancia de Venezuela en la geopolítica mundial del petróleo, no sólo por la importancia de sus reservas, que representan cerca de 100 millones de barriles (BP, 2009), sino también por las relaciones comerciales que mantiene con Estados Unidos, primer consumidor mundial de petróleo.

Desde 1998, la política petrolera de este país sigue una orientación nacionalista, sancionada en 2001 y 2006 por dos reformas a la Ley de Hidrocarburos, que impusieron el control estatal sobre la explotación de los yacimientos convencionales y aquellos de crudo ultrapesado por empresas mixtas, y aumentó sustancialmente las regalías (Isbell, 2007). Este neonacionalismo inspiró a su vez la diplomacia de Hugo Chávez en la propuesta de integración regional, a través de proyectos que contemplan acuerdos de suministro subsidiado a países importadores (en particular en Centroamérica y el Caribe), alianzas estratégicas entre PDVSA y empresas públicas (como YPF en Bolivia, Petrobras en Brasil, Enarsa en Argentina o ANCAP en Uruguay), y la construcción de infraestructuras (en el corto plazo, refinerías, y en el largo plazo un gasoducto de unos nueve mil kilómetros hacia el Sur) (Ruiz-Caro, 2006).

El resultado más significativo de esta política fue contrarrestar el modelo de integración hemisférico, impulsado en particular por Estados Unidos a través de la «Iniciativa para las Américas», en 1989. Ello llevó al lanzamiento de la «Iniciativa Petroamérica», en 2005, que contraponía al espíritu neoliberal de la propuesta estadounidense, una

redefinición del papel central de los Estados y las empresas estatales nacionales en el proceso de integración energético. Esta iniciativa fue seguida por la creación de Petrocaribe, por la que Venezuela garantiza el abastecimiento de los países del Caribe con pago diferido.

La diplomacia venezolana tiene más efectos divisionistas que integradores en la región andina, como lo ilustra la salida de Venezuela de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), en 2006. Oficialmente, esta decisión pretendía sancionar la intención de Perú de negociar un tratado de libre comercio con Estados Unidos. Sin embargo, ratificó, más que todo, el hecho de que la política comercial peruana priorizaba el abastecimiento del mercado interno y las exportaciones de gas natural licuado al mercado estadounidense (Arriaga-Herrera, 2006). Desde luego, Perú no había mostrado mucho interés por el proyecto de «anillo energético» anunciado por el presidente Chávez.

Las relaciones con Ecuador son más cercanas, debido a las evidentes afinidades ideológicas entre los equipos de gobierno de ambos países. La perspectiva de una alianza estratégica entre Petroecuador y PDVSA para la construcción de una refinería en Ecuador y eventualmente la explotación de los campos ITT descansa en esta cercanía, aunque no cabe subestimar los posibles conflictos de intereses entre ambas empresas ni con Petrobras –ya presente en este país–. De hecho, la decisión simbólica de reintegrar la OPEP tras 15 años de distanciamiento, anunciada por el presidente Correa en junio de 2007, fue también alentada por su homólogo venezolano. Con esta reintegración, Venezuela cuenta con un aliado más en el grupo de los países de la OPEP (junto con Irán, Irak y Argelia) interesados en mantener cuotas de producción suficientemente bajas como para que los precios sigan altos. En el mismo sentido, Ecuador se adhirió al proyecto de integración política Alianza Bolivariana para las Américas (ALBA), rebautizado en 2009 como Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América, tras Cuba, Nicaragua, Bolivia y Honduras, proclamando su adhesión al «Socialismo del siglo XXI» promovido por Hugo Chávez.

Para bien o para mal, la diplomacia venezolana tendrá una incidencia creciente en las políticas petroleras de los países latinoamericanos, incluso para productores medianos como son Perú y Ecuador. Si se confirma la orientación nacionalista y antineoliberal de la política petrolera venezolana, lo más probable es que se condicionen los acuerdos bilaterales –y con mayor razón aquellos de integración regional– a las opciones ideológicas de los gobiernos. Las políticas petroleras se separarían entonces bajo la influencia de actores externos y por el juego de una «ideologización» de las políticas públicas.

III.3. La lucha contra el cambio climático

En la actualidad, las políticas petroleras en Perú y Ecuador están sometidas a un nuevo tipo de factores exógenos: la creciente toma de conciencia a nivel internacional de los efectos del cambio climático y de la importancia de los combustibles fósiles en la emisión de gases con efecto invernadero. Los impactos del cambio climático sobre

el desarrollo humano se pueden medir en cinco ámbitos: la pérdida de seguridad alimentaria por los trastornos en la producción agrícola, el acceso inseguro al agua por cambios en los ecosistemas, la exposición a desastres meteorológicos por el aumento del nivel del mar, la pérdida de biodiversidad y la vulnerabilidad a epidemias agravada por la ineficacia de los sistemas de salud pública (PNUD, 2007: 9).

Se asiste a un doble efecto de difusión política y de convergencia de intereses, que pretende paliar las insuficiencias de la cooperación internacional en materia ambiental. Este fenómeno tiene a su vez consecuencias sobre la incidencia política de los movimientos ecologistas locales. Por un lado, el ecologismo adquiere una legitimidad nueva ante la opinión pública, a través de un discurso crítico hacia el modelo de desarrollo capitalista posindustrial, que sostiene la globalización económica y financiera (esta misma defendida por la ideología neoliberal, sobre la base de la economía neoclásica). La internacionalización del ecologismo descansa en la toma de conciencia por los actores sociales e institucionales de los riesgos transnacionales para el medio ambiente, como la contaminación y la desaparición de ecosistemas y especies.

Por otro lado, aparece un sistema internacional de normas y organizaciones dedicadas a la protección del medio ambiente, un régimen de gobernanza ambiental global, cuya legitimidad descansa en la universalidad del derecho a vivir en un ambiente sano. Por cierto, no existe una política ecológica global, así como existe una política económica de esa dimensión. En otros términos, con la comunidad global de riesgo, no corresponde ninguna comunidad global de interés.

La emergencia del discurso político sobre el calentamiento global –en particular gracias a la acción del panel intergubernamental sobre el cambio climático (IPCC, por sus siglas en inglés), y la posterior campaña de Albert Gore, que les llevaron a ganar el Premio Nobel en 2007– modifica esta situación. La búsqueda de soluciones al problema del calentamiento global coincide con la crisis energética y la reactivación de políticas sobre la energía que valoran los recursos renovables y aquellos no renovables que generen menos emisiones de gases invernadero, como el gas natural, en particular en los países importadores netos de petróleo.

A nivel mundial, ni las políticas oligopólicas de la OPEP ni el papel de las agencias de energía de los países importadores lograron ordenar los ciclos de precios en los mercados mundiales de petróleo. En el ámbito regional, ni las iniciativas de integración regional ni el papel de la OLADE y ARPEL lograron regular los intercambios en países con producciones excedentes y aquellos importadores. Se puede concluir que, pese a la existencia de un «régimen internacional» energético y de un marco institucional propicio a la coordinación de políticas petroleras (Keohane, 1988), la noción de nuevo «orden energético mundial» (Sánchez Albavera, 2007) no evoca un sistema estable de intercambios regulados.

Aunque tampoco parece apropiado hablar de un «sistema anárquico» (Rosenau, 1992), cabe destacar que en el funcionamiento actual del régimen energético, la lógica imperante es aquella de un mercado entrenado por el crecimiento acelerado de la demanda desde hace una década. Paradójicamente, el carácter estructural de esta tendencia se revela en el momento en que se hacen más visibles los efectos del calentamiento global

y la incidencia política de los movimientos ecologistas. El efecto de estos factores exógenos es acumulativo con los factores endógenos que inciden en las políticas petroleras de Perú y Ecuador, como lo veremos a continuación.

IV. FACTORES ENDÓGENOS QUE INCIDEN EN LAS POLÍTICAS PETROLERAS

Dos tipos de factores endógenos inciden en las políticas petroleras de Perú y Ecuador. Se analiza en primer lugar la naturaleza de los arreglos, productos de la multiplicación de los conflictos ambientales en ambos países desde finales de la década de 1980. Posteriormente, se intenta relacionar la convergencia de distintos sectores sociales con la institucionalización del ecologismo, entendido a la vez como un discurso y una práctica política.

IV.1. Los conflictos ambientales

Las políticas extractivas intensivas no logran producir los efectos distributivos esperados, como lo muestra el contraste entre la heterogeneidad entre las situaciones nacionales en cuanto a la situación energética y la relativa homogeneidad de los indicadores de desarrollo humano (IDH) elaborados por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)⁶. En comparación con los países industrializados (por ejemplo Noruega, exportador neto de petróleo, cuyo IDH encabeza la lista al nivel mundial, con 0,968), los Países Andinos productores de gas natural y petróleo exhiben IDH medianos o bajos, cualquiera que sea el volumen de sus exportaciones de hidrocarburos.

Esta falta de retroalimentación del desarrollo humano por las políticas petroleras es particularmente preocupante, si se toma en cuenta que los IDH siguen relativamente bajos en la región andina, pese al alza de la renta petrolera en el último decenio. Entre 1995 y 2005, subieron de 0,751 a 0,791 en Colombia, de 0,768 a 0,792 en Venezuela, de 0,733 a 0,773 en el Perú, de 0,719 a 0,772 en el Ecuador y de 0,635 a 0,695 en Bolivia. Los países de la región siguen en el grupo de países con desarrollo humano medio, no sólo lejos detrás de Francia, Estados Unidos y España (cuyo IDH se ubica alrededor de 0,950), sino también de exportadores de hidrocarburos como México (0,829) y Argentina (0,869), o aun de importadores netos como Cuba (0,838), Costa Rica (0,846), Uruguay (0,852) y Chile (0,867) (PNUD, 2007: 231-233; 2004: 143-146).

6. «El Índice de Desarrollo Humano (IDH) es un indicador compuesto que mide el avance promedio de un país en función de tres dimensiones básicas del desarrollo humano, a saber: vida larga y saludable, acceso a conocimientos y nivel de vida digno. Estas dimensiones básicas se miden, respectivamente, según esperanza de vida al nacer, tasa de alfabetización de adultos y tasa bruta combinada de matriculación en enseñanza primaria, secundaria y terciaria y producto interno bruto (PIB) per cápita en paridad del poder adquisitivo en dólares de Estados Unidos (PPA en US\$)» (PNUD, 2008: 227).

En este contexto, las políticas petroleras de Perú y Ecuador enfrentan la oposición de una parte de la sociedad civil, tanto en el ámbito nacional como en el internacional. Aquella oposición, amparada por actores sociales y políticos organizados en redes internacionales, se materializó en la multiplicación de los conflictos ambientales hacia finales de la década de 1980 para luego desembocar en importantes reformas institucionales y legales en la década de 1990. La multiplicación de estos conflictos se debe en gran parte a la difusión de informaciones sobre los impactos negativos ocasionados por las actividades petroleras, que pueden agruparse en dos tipos: directos, como la deforestación y la contaminación; e indirectos, como la colonización agrícola y la pérdida de autonomía de las poblaciones indígenas en sus territorios ancestrales.

El principal factor endógeno que incide en la política petrolera ecuatoriana es la oposición radical de varias organizaciones indígenas (quichua, shuar y achuar) a la explotación petrolera en las provincias amazónicas de Pastaza y Morona Santiago. Eso llevó al bloqueo de las actividades exploratorias en los bloques 24 (operado por Burlington) y 23 (operado por CGC San Jorge), desde el 2000. Cabe mencionar también el conflicto legal entre las organizaciones indígenas y campesinas del Frente de Defensa de la Amazonía (FDA) y Chevron- Texaco, en torno a los impactos ambientales y sociales ocasionados por la explotación petrolera en las provincias del norte, entre 1967 y 1992 (Fontaine, 2007a). Es menos conocido pero tan largo como el anterior, el conflicto que opone al movimiento ecologista nacional y un sector importante del movimiento indígena con el Estado ecuatoriano y las empresas que operan en el ámbito del Parque Nacional Yasuní, en particular en contra de la explotación del bloque 31 y los campos ITT (Fontaine, 2007b).

En Perú, la polarización de los conflictos no es tan fuerte. La razón se debe más a las dificultades de organización de los actores locales y de comunicación entre las regiones (siendo la Amazonía peruana cinco veces más grande que la ecuatoriana)⁷, que a la ausencia de impactos sociales y ambientales negativos generados por la explotación de hidrocarburos. Pese a ello, muchos conflictos locales oponen a los grupos indígenas amazónicos con las empresas que intervienen en el norte (por ejemplo en la región de Loreto y la reserva nacional Pacaya Samiria) y el este del país (en Madre de Dios), o aun a lo largo del oleoducto Norperuano (La Torre, 1998). El mismo «proyecto Camisea» fue objeto de una fuerte resistencia desde el anuncio del descubrimiento de las reservas del lote 88, en 1985, hasta la transición que siguió tras la caída del presidente Fujimori, en 2000. El inicio de la explotación de este yacimiento sólo fue posible gracias a una intensa negociación entre los gobiernos de Paniagua y Toledo con organizaciones indígenas y ecologistas, nacionales e internacionales, y entre otras cosas con la mediación del BID (Ross, 2008).

7. La Amazonía peruana cubre unos 651.000 km², frente a 131.000 km² para el Ecuador (PERZ *et al.*, 2003: 20-21).

IV.2. La institucionalización del ecologismo

La multiplicación de conflictos fue posible mediante la convergencia de dos movimientos sociales: el indígena y el ecologista. En Perú, eso se observa con una alianza estratégica entre la principal organización indígena nacional, la Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana (AIDSESP), y sus afiliadas locales y regionales, y algunas ONG de defensa de los derechos humanos (como Racimos de Ungurahui) y ecologistas (como la Sociedad Nacional del Ambiente o el Instituto del Bien Común). En Ecuador, esta convergencia se observa con la alianza entre un sector importante de la Confederación de Nacionalidades Indígenas de la Amazonía Ecuatoriana (CONFENIAE) y sus afiliadas locales, y organizaciones como Acción Ecológica, el Centro de Derechos Económicos y Sociales o Pachamama, además del FDA. Estas alianzas cuentan con el respaldo de importantes ONG internacionales como Oxfam América y el Grupo Internacional de Trabajo sobre Asuntos Indígenas (IWGIA, por sus siglas en inglés), y se articulan con redes transnacionales como Oilwatch y Amazon Watch, a través de campañas de incidencia política.

La institucionalización de estos movimientos sociales sigue caminos distintos en cada país. En ambos casos un gran número de conflictos locales recibieron un tratamiento amigable, con la negociación de acuerdos coyunturales con las empresas para el pago de compensaciones e indemnizaciones –en particular por contaminación y adquisición de un derecho de vía por las empresas–. La radicalización de ciertos conflictos en Ecuador (que oponen al FDA con Chevron-Texaco, o a los quichuas de Sarayacu con Burlington) contrasta con la institucionalización de los arreglos logrados en Perú (como en el caso de Camisea). Ello no excluye la posibilidad de enfrentamientos violentos entre las comunidades indígenas peruanas, las empresas petroleras y el Estado, como aquellos ocurridos entre abril y junio de 2009, en la provincia de Bagua. En este caso, comunidades de base de la AIDSESP protestaron en contra de una serie de decretos legislativos promulgados tras la firma del Acuerdo de promoción comercial entre Perú y Estados Unidos por el gobierno de Alan García. Exigían en particular la abrogación de los decretos 1.064 y 1.090, que se sospechaban iban a «facilitar pautas de actividad comercial, privatización y explotación de tierras y recursos naturales que atentaban contra los derechos de los pueblos indígenas sobre las mismas tierras y recursos» (Anaya, 2009: 3). Al fin y al cabo, estos decretos fueron abrogados por el Congreso, dos semanas después de unos enfrentamientos violentos que dejaron a 33 fallecidos y 200 heridos en Bagua, el 5 de junio.

Si bien es cierto que los movimientos ecologistas han logrado conquistar importantes espacios de participación directa en el sistema estatal en ambos países, las modalidades de esta participación divergen. En efecto, en Ecuador, la institucionalización del ecologismo desembocó en la ejecución de una política de Estado que postergó toda nueva ronda de licitación, incluso para la explotación de los campos ITT. En cambio, en Perú, este fenómeno llevó a la creación del Ministerio del Ambiente en 2008 y el desarrollo de instrumentos legales para facilitar la participación de los afectados en

los procesos de toma de decisión, sin detener el proceso de nuevas licitaciones de lotes para la exploración y explotación de petróleo y gas natural.

La multiplicación de los conflictos ambientales en las dos últimas décadas, en particular en la cuenca subandina, siguió la evolución de los conflictos sociales hacia un tipo de conflictos más culturales, en los que lo que está en juego es un estilo de vida más que el poder que lo controla. En esta evolución, actores organizados en comunidades, movimientos sociales y redes transnacionales desarrollan distintas lógicas de acción racional, para articular un ecologismo de tipo NIMBY (que significa «no en mi patio trasero», por sus siglas en inglés) con un ecologismo de tipo «postmaterialista» o «comunitarista», según el caso (Fontaine, 2007c).

Los conflictos ambientales de la década de 1990 sirvieron para organizar los movimientos sociales –en particular ecologistas– presentes en la cuenca amazónica, antes de llevar a una institucionalización de los arreglos en ambos países. A partir del 2000, en ambos países se impuso un modelo de incidencia basado en la participación de la sociedad civil en el diseño de las políticas públicas. Sin embargo, la incidencia política sigue modalidades diferentes en cada caso: mientras en Perú domina una orientación tecnócrata que permite institucionalizar los arreglos, en Ecuador la orientación activista conlleva a la polarización de los conflictos. Una consecuencia de esta evolución es que las políticas petroleras responden de manera distinta a demandas sociales parecidas.

V. CONCLUSIONES

Con este trabajo se ha retratado una divergencia en cuanto a las reformas políticas, entre Ecuador y Perú. No sólo las innovaciones institucionales obedecen a propósitos ideológicos contrastados y expresan prioridades diferentes, también son el producto de condiciones geofísicas y contextos históricos diferentes. Para reducir los costos transaccionales, las innovaciones institucionales pueden privilegiar una mayor flexibilidad y la descentralización de competencias, acompañada por la desconcentración de recursos, como en el caso de Perú, u optar por una mayor rigidez en el control y un centralismo burocrático, acompañado por la concentración de los recursos al servicio de la planificación plurianual, como en el caso de Ecuador. Ello evidencia que, en contextos políticos diferentes, las orientaciones en las elecciones públicas divergen y ofrecen respuestas contradictorias a problemas similares, planteados por el desarrollo sostenible.

Se ha visto que la definición y la evolución de las políticas públicas en Perú y Ecuador quedan sometidas a la influencia de la geopolítica mundial y regional. Por un lado, las políticas de hoy son respuestas, no sólo ante las expectativas generadas por el alza contemporánea de los precios, sino también por las consecuencias de los choques petroleros de la década de 1970. Por otro lado, el papel hegemónico de Venezuela puede volverse un factor crítico para la orientación de los modelos de decisión. Finalmente, se evidencia una cada vez mayor incidencia de las preocupaciones ambientales en las

políticas energéticas, como consecuencia de la creciente advertencia de la comunidad internacional en contra de los efectos del cambio climático.

Se ha mostrado que las políticas públicas peruanas y ecuatorianas se enfrentan con demandas sociales insatisfechas y reclamos difusos por los impactos ambientales negativos ocasionados por las actividades petroleras desde la década de 1960. En ambos países, los movimientos ecologistas e indígenas lograron articular la lucha por los derechos económicos, sociales y culturales a través de conflictos ambientales que desembocaron en arreglos con varios niveles de institucionalización. Es así como el ecologismo incide en las reglas de juego, la elección de los actores políticos y los procesos de toma de decisión en el ámbito energético.

La combinación de factores exógenos y endógenos descritos aquí incide en el plano político, puesto que tanto Perú como Ecuador comparten una inestabilidad política notoria y déficits de democracia que llevaron a severas crisis políticas, a lo largo de una década que se anunciaba como aquella de la consolidación institucional. Las elecciones de los gobiernos actuales, la ejecución de políticas públicas y la gestión de sus impactos económicos, sociales y ambientales derivan, entonces, tanto de las reformas institucionales de la década de 1990, como de la capacidad de organización y negociación de los actores sociales organizados, como los movimientos ecologistas, indígenas y campesinos.

La profundización de la democratización implica, por lo tanto, la continuación de las reformas institucionales lanzadas en el último decenio, en particular para garantizar la viabilidad y la equidad en los arreglos consecutivos de los conflictos ambientales, así como la participación de las poblaciones interesadas en la elaboración de las políticas de desarrollo sostenible. Ciertamente es que la política ambiental se vuelve un problema global desde el punto de vista normativo, a medida que se difunden las informaciones sobre los riesgos derivados de un desarrollo económico mundializado, basado en el crecimiento industrial.

No obstante, no es tan fácil dar a la «comunidad de riesgo global» una representación política, puesto que los intereses privados no encuentran una expresión directa en términos de interés general. Esto se debe a las tensiones entre unos intereses difusos y unas lógicas de acción racional a menudo contradictorias. Así como puede existir una tensión entre la fundamentación de la libertad y la igualdad como derechos universales, asimismo el derecho a vivir en un ambiente sano puede entrar en conflicto con los argumentos de la libertad o de la soberanía nacional.

Sea lo que fuere, el estudio comparado de las políticas petroleras en Perú y Ecuador demuestra la importancia de incidir en la estructura del consumo de energía primaria y, por lo que atañe más al desarrollo sostenible, la importancia relativa de los hidrocarburos en este último. Más aún cuando se confirma el carácter estructural del alza de precios que provocó la crisis energética de 2008. Al respecto, es sensible la divergencia entre ambos países, ante todo por razones geofísicas que determinan la abundancia de petróleo en un caso y de gas natural en el otro.

VI. BIBLIOGRAFÍA

- ANAYA, James. *Observaciones sobre la situación de los pueblos indígenas de la Amazonía y los sucesos del 5 de junio y días posteriores en las provincias de Bagua y Utcubamba, Perú*. Genève: Consejo de Derechos Humanos de Naciones Unidas, 2009.
- ARRIAGADA HERRERA, Genaro. *Petróleo y gas en América Latina. Un análisis político y de relaciones internacionales a partir de la política venezolana*. Documentos de trabajo, 20. Madrid: Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, 2006.
- AUTY, Richard. *Resource Abundance and Economic Development*. Oxford: Oxford University Press, 2001.
- BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCE). *Cuentas nacionales anuales*. Quito: BCE/Dirección General de Estudios, 2009. En <http://www.bce.fin.ec>.
- BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ (BCRP). *Cuadros anuales históricos*. Lima: BCRP, 2009. En <http://www.bcrp.gob.pe>.
- BECK, Ulrich. *La Sociedad del riesgo: Hacia una nueva modernidad*. Barcelona: Paidós, 1998.
- BRITISH PETROLEUM (BP). *BP Statistical Review of World Energy*. London: BP, 2009.
- CAMPODÓNICO, Humberto. *El ajuste petrolero: políticas empresariales en América Latina de cara al 2000*. Lima: Desco, 1996.
- DE LESTRANGE, Cedric; PAILLARD, Christophe-Alexandre y ZELENKO, Pierre. *Géopolitique du pétrole: un nouveau marché, des nouveaux risques, des nouveaux mondes*. Paris: Technip, 2005.
- FONTAINE, Guillaume. *El Precio del petróleo. Conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica*. 2.^a edición. Quito: FLACSO-IFEA, 2007a.
- FONTAINE, Guillaume. Los conflictos ambientales y los límites de la cooperación institucional. En FONTAINE, Guillaume y NARVÁEZ, Iván (coords.). *Yasuní en el siglo XXI: El Estado ecuatoriano y la conservación de la Amazonía*. Quito: FLACSO-IFEA-Abya Yala-Petrobras-CEDA-WCS, 2007b, pp. 75-127.
- FONTAINE, Guillaume. Verde y negro: Ecologismo y conflictos por petróleo en el Ecuador. En FONTAINE, Guillaume; VAN VLIET, Geert y PASQUIS, Richard (coords.). *Políticas ambientales y gobernabilidad en América Latina*. Quito: FLACSO-IDDRI-CIRAD, 2007c, pp. 223-256.
- FURFARI, Samuele. *Le monde et l'énergie: enjeux géopolitiques. 1. Les clefs pour comprendre*. Paris: Technip, 2007.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Energy Balances for non-OECD Countries*. Paris: IEA, 1998-2008.
- ISBELL, Paul. Hugo Chávez y el futuro del petróleo venezolano (I): el resurgimiento del nacionalismo energético. Madrid: Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, ARI, 14, 2007.
- KARL, Terry Lynn. *The Paradox of plenty: oil booms and petro-states*. Berkeley: UCA Press, 1997.
- KEOHANE, Robert. *Después de la hegemonía: Cooperación y discordia en la política económica mundial*. Buenos Aires: Grupo Editor Latinoamericano, 1988.
- LA TORRE LÓPEZ, Lily. *¡Sólo queremos vivir en paz! Experiencias petroleras en territorios indígenas de la Amazonía peruana*. Copenhague: IWGIA-Racimos de Ungurahui, 1998.
- PERZ, Stephen G.; ARAMBURÚ, Carlos E. y BREMNER, Jason. Cambios poblacionales y uso del suelo en la cuenca amazónica. Una comparación entre Brasil, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. En ARAMBURÚ, Carlos E. y BEDOYA GARLAND, Eduardo (eds.). *Amazonía: procesos demográficos y ambientales*. Lima: Consorcio de Investigación económica y social, 2003, pp. 11-52.

- PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO (PNUD). *Informe sobre el desarrollo humano 2004. La libertad cultural en el mundo diverso de hoy*. New York: PNUD-Mundi Prensa, 2004.
- PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO (PNUD). *Informe sobre el desarrollo humano 2007-2008. La lucha contra el cambio climático: solidaridad frente a un mundo dividido*. New York: PNUD-Mundi Prensa, 2007.
- PROPUESTA CIUDADANA, CAMISEA. *¿Para quién es el gas? Entre el consumo interno y la exportación*. Lima: Grupo Propuesta Ciudadana, 2009.
- ROJAY, Alexandre. *Énergie et climat: réussir la transition énergétique*. Paris: Technip, 2008.
- ROSENAU, James N. Governance, Order and Change in World Politics. En ROSENAU, James N. y CZEMPIEL, Ernst Otto (eds.). *Governance without Government: Order and Change in World Politics*. Cambridge: Cambridge University Press, 1992, pp. 1-29.
- ROSS, Catherine. El caso del proyecto Camisea: logros y limitaciones de una coalición ciudadana naciente. En SCURRAH, Martin (eds.). *Defendiendo derechos y promoviendo cambios: el Estado, las empresas extractivas y las comunidades locales en el Perú*. Lima: Oxfam-IBC-IEP, 2008, pp. 199-268.
- ROSS, Michael. The Natural Resource Curse: How Wealth Can Make You Poor. En BANNON Iany, COLLIER, Paul (eds.). *Natural Resources and Violent Conflict: Options and Actions*. Washington D.C.: World Bank, 2003: 17-42.
- RUIZ-CARO, Ariela. *Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe*. Serie Recursos naturales e infraestructura, 106. Santiago de Chile: CEPAL, 2006.
- SÁNCHEZ ALBAVERA, Fernando. América Latina y la búsqueda de un nuevo orden energético mundial. *Nueva Sociedad*, 2006, 204: 38-49.
- SÉBILLE-LOPEZ, Philippe. *Géopolitique du pétrole*. Paris: Armand Colin, 2006.