



América Latina Hoy

ISSN: 1130-2887

latin hoy@usal.es

Universidad de Salamanca
España

Puyana, Alicia

¿QUÉ PASA CON EL PETRÓLEO COLOMBIANO?

América Latina Hoy, vol. 53, diciembre, 2009, pp. 15-42

Universidad de Salamanca

Salamanca, España

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=30812173002>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

¿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 transited 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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. ECOPETROL denunció que en el mes de julio de ese mismo año ocurrieron 17 voladuras de los oleoductos (ECOPETROL, 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 ECOPEPETROL, 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 impulsó 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 ECOPETROL (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.

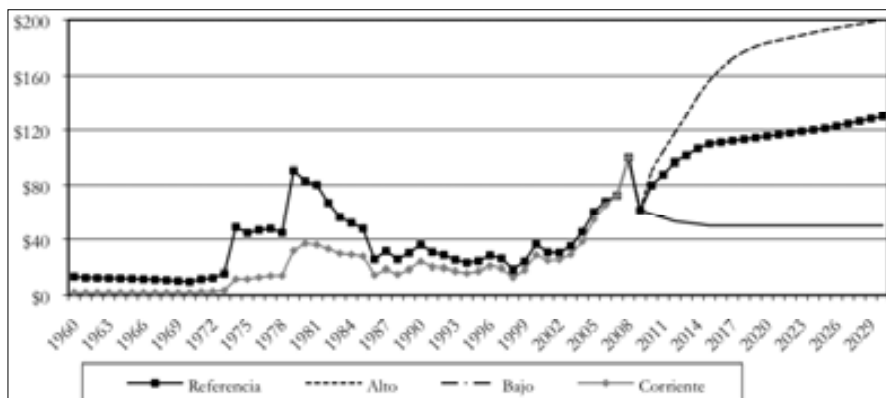
El siglo XXI se inició con un choque de precios por expansión incontrolable de la demanda, vaticinio de precios altos que, en el año 2030, inclusive en las previsiones de precios bajos, estarían cerca de US\$ 50 el barril (B) (en precios constantes de 2007) (ver Gráfico 1). La caída del dólar, del 2003 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 ECOPETROL y pone en duda la capacidad del país de atraer inversiones.

III. SOBRE EL MANEJO DEL PATRIMONIO PETROLÍFERO NACIONAL

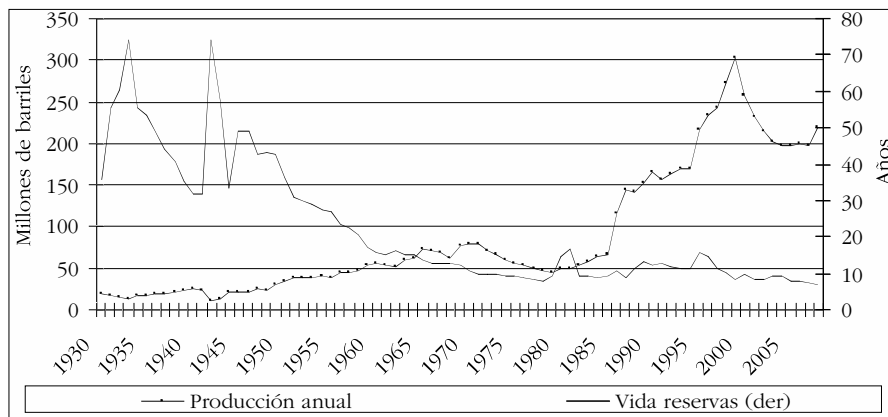
III.1. *La imparable pérdida de reservas*

Desde el fin de las concesiones, la política petrolera colombiana refleja la profunda contradicción entre diferentes intereses públicos que pugnan 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 ECOPETROL 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: ECOMETROL (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, ECOPETROL 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

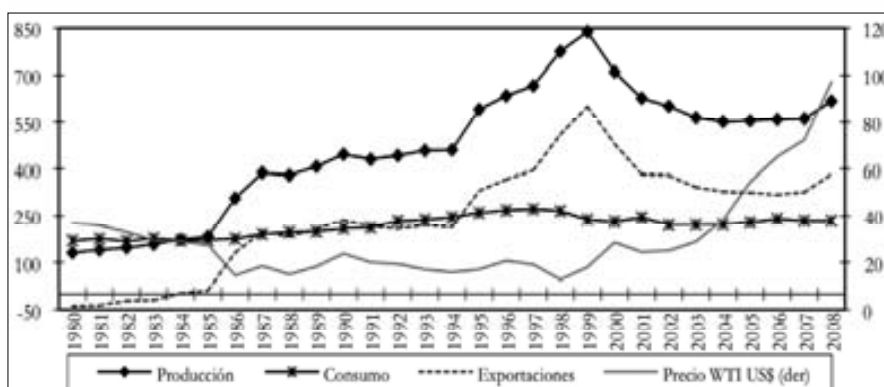
La Ley 20, aprobada en 1969, nacionalizó los recursos minerales y delegó en el gobierno declarar reserva nacional todas las zonas petroleras del país (ECOPETROL, *Legislación Petrolera*, 2009). Encargó a ECOPETROL adelantar la explotación directamente, o en asociación con capital público o privado, nacional 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.

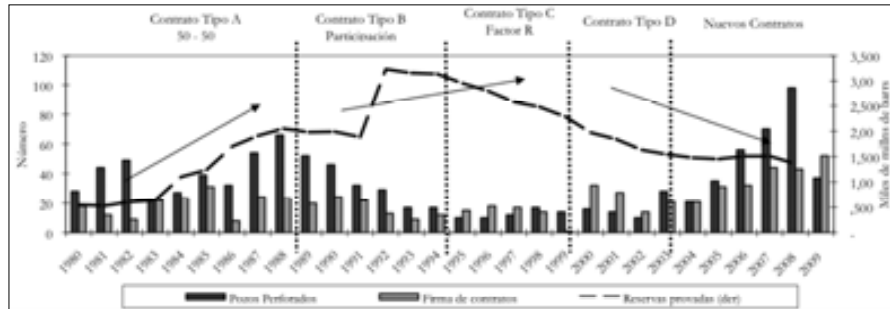
- a) Contrato Tipo A. 1969-1989. Este contrato distribuyó la producción de crudo por mitades entre ECOPETROL y el inversionista privado, después de deducir el 25% de las regalías; la Tasa Interna de Retorno (TIR) en promedio fue del 42,76% y la participación para el Estado del 79,83% del flujo de caja 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 ECOPETROL el 27 de agosto del 2007, a un valor de 14.000 pesos la acción (ECOPETROL, 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: ECOPETROL (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 ECOPETROL. 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

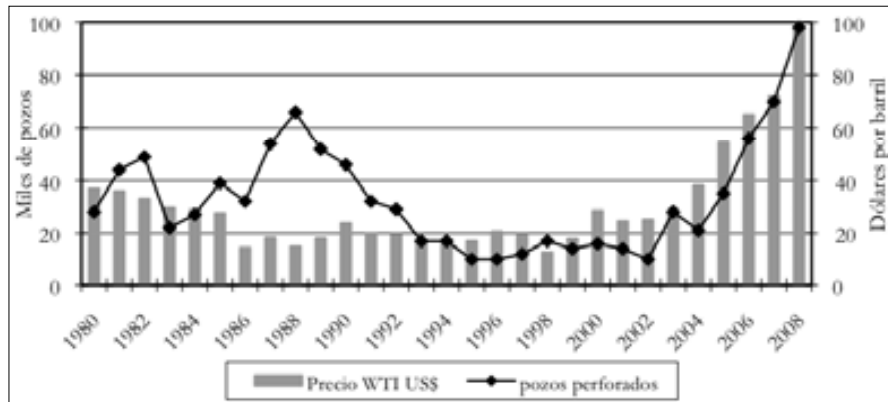
Diversos factores determinan la decisión de invertir en uno u otro país y no exclusivamente en las modalidades y los términos contractuales⁹. La firma de contratos de exploración petrolera en Colombia parece reaccionar positivamente a los cambios en la Política Petrolera Nacional, cuando éstos van en 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL (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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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		Total	Pozos A3	Reservas añadidas	Producción Año MM/B	Tasa rep. RESER.	Inversiones totales	
	ASOC.	ECOP.						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 iliquidez. 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 desciende 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 prelación 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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 ECOPETROL 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, ECOPETROL 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 ECOPETROL se cotizó a 2.140 pesos y tenía una rentabilidad del 53 %, la mayor de todas las empresas colombianas que cotizan en bolsa (ECOPETROL, 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 ECOPETROL –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 ECOPETROL, 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.iea.org/currentissues/high.pdf>.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA. *Oil Market Report*, agosto de 2009. En <http://omrpublic.iea.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>.
- ECOPETROL. 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>.
- ECOPETROL. *Boletín de Prensa 2009*. Consultado el 15 de enero de 2009 en <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?conID=41907&catID=148>.
- ECOPETROL. *Simulador de Rentabilidad*. Consultado el 25 de mayo de 2009 en <http://www.ecopetrol.com.co/categoria.aspx?catID=279>.
- ECOPETROL. *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. Min hacienda no descarta venta de nuevas acciones de Ecopetrol. *El Espectador*, 24 de julio de 2009. En <http://www.elspectador.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 Subsaharian 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>.