

9. LA ECONOMÍA PETROLERA EN COLOMBIA

Enrique López
Enrique Montes
Aarón Garavito
María Mercedes Collazos*

El aumento reciente de la producción local de petróleo y su elevado precio internacional ha incrementado la importancia que tiene esta actividad para la economía colombiana. Con esto surgen una serie de inquietudes acerca del efecto que ello pueda tener sobre el resto de la economía. La combinación de las características especiales de este bien básico hace que su producción tenga tanto el potencial de consolidar el desarrollo de un país como de traer consigo la llamada paradoja de la abundancia (Karl, 2007). Esta resume los hallazgos empíricos de una abundante literatura que muestra cómo países muy ricos en recursos naturales como Irán y Venezuela, entre otros, tienen un crecimiento bajo e inestable y son considerados, por esa razón, perdedores en el proceso de desarrollo (Mehara, Alhosseini y Bahramirad, 2011).

De acuerdo con la literatura, dentro de las principales variables o mecanismos que pueden llevar a que la abundancia de recursos genere una reducción del crecimiento se encuentran los siguientes: enfermedad holandesa (Sachs y Warner, 1995; 1997; 2001), educación y desplazamiento del capital humano (Gylfason, 2001a), reducción del ahorro y desplazamiento del capital físico (Gylfason, 2001b; Sachs y Warner, 1995 y 1999), fluctuaciones de los precios de los recursos naturales y desórdenes estructurales (Auty, 1998; Davis y Tilton, 2005), calidad institucional y gobernabilidad (Lane y Tornell, 1999; Mehlum y Torvik 2006; Sachs y Warner, 1995).

El objetivo de este capítulo no es poner a prueba estos enfoques. El énfasis que se hace en el texto acerca del desarrollo de las instituciones y de la calidad institucional asociada a la explotación de los recursos naturales, pretende subrayar la forma como en Colombia se distribuyen los ingresos que genera la explotación de estos, y que está definida en los arreglos institucionales. En esto nos acercamos a los análisis que postulan que

* Los autores son en su orden: investigador principal, jefe de sector externo y profesionales especializados del Banco de la República. Se agradece la colaboración de Carlos Mario Espinosa Rico y Oscar Alejandro Páramo Rojas, quienes se desempeñaron como asistentes de investigación.

las diferencias en las tasas de crecimiento entre los países ricos en recursos naturales se relacionan con la forma en que la sociedad decide dicha distribución. Si los arreglos institucionales son de buena calidad y tienen un buen desempeño, favorecen que la abundancia de recursos tenga un papel positivo en el crecimiento y viceversa. Si la abundancia de recursos se mezcla con mercados ineficientes, instituciones débiles y una burocracia débil, los resultados pueden ser devastadores.

Si bien no se puede hablar de Colombia como una economía petrolera, lo cierto es que se trata de una economía con una producción importante de crudo, una actividad productiva que resulta estratégica por su participación en el producto interno bruto (PIB), en las exportaciones totales y en los recursos fiscales. A pesar de su creciente importancia, la reducida información que existe sobre el petróleo y su economía no es muy difundida por fuera de algunos pocos círculos especializados. Por esa razón se llevó a cabo el esfuerzo de integrar de manera ordenada y comprensible ese conocimiento disperso.

Este capítulo se compone de diez secciones incluyendo esta introducción. En las primeras cuatro secciones se describe el marco institucional, el régimen fiscal y los principales eslabones de la cadena productiva del sector petróleo y gas natural en Colombia. Desde la quinta sección se hace la conexión entre la actividad petrolera y el resto de la economía. Para comenzar se propone una forma de establecer los vínculos entre el petróleo y el resto de la economía y un cálculo de la distribución de los recursos que genera la actividad. A partir de ahí es posible establecer la importancia macroeconómica del sector y su efecto sobre las cuentas externas del país. Se examina también la influencia de los precios del crudo en los términos de intercambio y en la participación del sector en la utilización de los factores productivos. Por último, se establecen las relaciones intersectoriales del sector petrolero.

1. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

La piedra angular de todo entramado institucional es la Constitución política de un país. A su vez, como Elster (1994) plantea, la sustancia de las constituciones radica en los derechos y en la organización del Estado. Para el caso de los derechos económicos, una Constitución debería buscar que estos promovieran la eficiencia económica mediante diferentes formas bien establecidas: 1) asegurar los derechos de propiedad, como punto de partida básico, con el fin de estimular las inversiones de largo plazo y 2) garantizar la libertad de establecer contratos y de hacer intercambios para propiciar las mejoras paretianas en la economía.

1.1. Principales leyes en el marco de las constituciones de 1886 y de 1991

En Colombia, el principio de la propiedad estatal del petróleo tiene sus raíces en la Constitución política de 1886 (art. 202). En esta se estableció como principio la propiedad del Estado sobre el subsuelo y, por ende, sobre los recursos naturales no renovables, lo cual dio origen al pago de regalías por parte de los explotadores de tales recursos. Sin embargo, se legislaba de manera general y existía la posibilidad que por esa razón se pre-

sentaran graves confusiones. Debido a lo anterior, el esfuerzo inicial buscó crear una legislación independiente para el petróleo. Esta empezó con la expedición de la Ley 110 de 1912, que establece la posibilidad de otorgar concesiones temporales para explotación pero con la autorización previa del Congreso de la República. A partir de ese momento la legislación sobre petróleo se perfecciona de manera gradual a medida que gana importancia la producción de dicho bien¹.

Un hito importante en esta historia se dio cuando la concesión de Mares revirtió al Estado en agosto de 1951. Con la creación de Ecopetrol en 1948 para recibir la concesión, el Estado comenzó su intervención directa en la cadena de producción de petróleo (Isaza, 1982).

Posteriormente, se dieron dos cambios importantes en la legislación. Primero, con la expedición de la Ley 20 de 1969 se estableció el principio de propiedad absoluta de la nación sobre las minas y yacimientos de hidrocarburos, con respeto de los derechos preestablecidos en favor de terceros particulares, con algunas condiciones para su ejercicio. El segundo cambio fundamental se dio en 1974 cuando la administración de López Michelsen, haciendo uso de facultades de emergencia económica, expidió el Decreto Legislativo (D. L.) 2310, mediante el cual abolió hacia el futuro el régimen de la concesión petrolera y definió otros tipos de contratos para la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional, como el de asociación. También se le encargó de manera privativa a Ecopetrol de las actividades de exploración y explotación, las cuales podía llevar a cabo de forma directa o contratar con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

La Constitución de 1991 precisó algunos aspectos en cuanto a las normas que establecen la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. En el artículo 332 dispone: “El Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes”.

El Constituyente también reconoció, como en la normativa anterior², que la explotación de productos minerales y energéticos debía llevar al pago de regalías; la carta magna, además de mantener los derechos a percibir regalías de los entes territoriales donde se encontrasen los yacimientos minerales, las extendió a los municipios portuarios y ordenó crear un fondo de regalías al cual le cedió el porcentaje que antes ingresaba a la nación. De acuerdo con los preceptos constitucionales, la ley debería definir los montos de las regalías, su distribución y uso. Por su parte, el artículo 361 crea el Fondo Nacional de Regalías (FNR) y determina los sectores de inversión: promoción de la minería, preservación del ambiente y proyectos regionales de inversión.

Unos años más tarde, con la Ley 141 de 1994 se estableció de manera oficial un régimen de regalías del 20% que recogía lo establecido en el contrato de asociación creado unos años antes. El Congreso de la República, mediante esta ley, reglamentó al FNR y la Comisión Nacional de Regalías; reguló el derecho del Estado a percibir las regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables y estableció las reglas para su liquidación, distribución y utilización, teniendo en cuenta el mineral explotado y el nivel de producción. Esta ley fue hasta 2011 el fundamento legal del régimen vigente de rega-

1 Una presentación más amplia de la legislación se encuentra en López, Montes, Garavito y Collazos (2012).

2 En el Decreto 10 de 1950 se aumentan los beneficios nacionales en dos puntos porcentuales con respecto a la Ley 37 de 1931, que había definido el sistema de regalías vigente.

lías y compensaciones en Colombia. Posteriormente, la Ley 756 de 2002 modificó la Ley 141 de 1994 y estableció criterios de distribución y cálculo de regalías para los diversos productos mineros y los hidrocarburos y sus derivados. En 2011 se modificó la Constitución en lo relacionado con la distribución de las regalías con el propósito de hacerla más equitativa entre entidades territoriales productoras y no productoras (Acto Legislativo 05). Hoy comienza a funcionar la nueva institucionalidad para regalías prevista en la Ley 1530 de 2012.

1.2. La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): un viraje en la política petrolera

Al comenzar el nuevo milenio la tendencia internacional de las compañías petroleras en el mundo era de cambio para evitar salir del mercado. Una revisión de las experiencias mostró que se podía implantar en Colombia un esquema exitoso como los de Brasil y Noruega, en los cuales se optó por hacer una nítida separación de las funciones de las empresas estatales mediante la creación de instancias gubernamentales apropiadas y las condiciones propicias para el desarrollo empresarial de las compañías (Yanovich, 2010).

En consecuencia, con la promulgación del D. L. 1760 de 2003 se da pie a varias modificaciones importantes relacionadas con el papel del petróleo en el desarrollo. Un primer elemento de importancia se encuentra en que la ley deroga varias leyes previas que le eran contrarias. En particular, deroga “el D. L. 0030 de 1951 y el D. L. 2310 de 1974”. Si bien esta ley no considera modificar específicamente aspectos contractuales, al derogarse el D. L. 2310 de 1974 se abre la posibilidad de retornar al contrato de concesión (Campodónico, 2004).

Además, el Gobierno separó las responsabilidades empresariales y regulatorias que hasta ese momento estaban en cabeza de Ecopetrol. Para tal fin se creó la ANH, entidad que asumió las responsabilidades relacionadas con la administración integral de las reservas de hidrocarburos que hasta ese momento tenía Ecopetrol. La ANH también es la encargada desde entonces de administrar los recursos petroleros de la nación y asignar las áreas de hidrocarburos para su exploración y explotación. También fue facultada para recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos y girar esos recursos a las entidades que tengan derechos sobre ellos de acuerdo con las disposiciones legales. En febrero de 2004 la ANH anunció un nuevo tipo de contrato en el cual la participación de Ecopetrol no es obligatoria en las áreas abiertas; de esa forma se modificó el esquema vigente.

Por último, el Decreto 1760 también modificó la estructura orgánica de Ecopetrol y la convirtió en una sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME). Con la transformación, la empresa, además de liberarse de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero, comenzó una etapa de mayor autonomía. En 2007 presentó la primera oferta pública inicial para vender acciones en la Bolsa de Valores de Colombia. En septiembre de 2008 logró la autorización de la Securities and Exchange Commission para empezar la venta de sus acciones mediante ADR en la Bolsa de Nueva York. En julio de 2011 Ecopetrol lanzó una segunda emisión de acciones por un valor de 2,5 billones de pesos.

1.3. Regulación cambiaria y de inversión extranjera directa

En sus inicios, la regulación cambiaria y de inversiones internacionales para la actividad minera en Colombia respondió a la coyuntura cambiaria y al bajo nivel de desarrollo de la actividad exportadora, dominada hasta los años ochenta por el café. Hoy en día esto ha cambiado y dada la importancia de la actividad petrolera en los flujos de inversiones extranjeras directas y en el mercado de divisas, es conveniente ilustrar las principales características del régimen que aplica a las empresas que operan en este sector productivo.

1.3.1. Inversión extranjera³

En la actualidad, las normas que regulan las inversiones de capital extranjero en Colombia se consolidan en el Estatuto de Inversiones Internacionales del país, Decreto 2080 de 2000, que reemplazó a la Resolución 51 de 1991 del Consejo Superior de Política Económica y Social (Conpes), el cual comprende el régimen de inversión de capital del exterior en el país y el régimen de las inversiones colombianas en el exterior. Esta reglamentación establece sus aspectos conceptuales y los derechos y reglas que rigen la actividad de los inversionistas en el país.

Las condiciones para que una transacción con el exterior se reconozca como inversión extranjera son: 1) que el inversionista no resida en el país, 2) que el aporte de capital se destine a la realización de la inversión y 3) que dicho aporte debe corresponder a las modalidades de inversión establecidas en la norma⁴. Además, el registro de la inversión ante el Banco de la República les otorga derechos cambiarios a los inversionistas internacionales (D. L. 2080 de 2000), tales como la posibilidad de reinvertir o capitalizar las sumas con derecho a giro. De igual manera puede remitir al exterior en moneda libremente convertible las utilidades netas comprobadas que generen de forma periódica sus inversiones y las sumas recibidas producto de la enajenación de la inversión dentro del país, de la liquidación de la empresa o de la reducción de su capital.

1.3.2. Regulación cambiaria

Un régimen cambiario contiene el conjunto de reglas que fija la autoridad cambiaria con el fin de mantener un control sobre las transacciones en divisas realizadas entre los agentes residentes y no residentes de una economía. Las reglas establecen los canales

3 Las inversiones extranjeras se clasifican en directas o de portafolio, dependiendo del tiempo de su permanencia en el país. En el caso de la inversión directa, el interés del capital extranjero es adquirir una participación accionaria duradera en empresas residentes de la economía nacional, con lo que se establece una relación de largo plazo entre el inversionista directo y la empresa receptora de la inversión. Véase una presentación más amplia en López *et al.* (2012).

4 Las inversiones directas pueden darse con diferentes modalidades: aportes de capital en divisas; inversiones en especie, como son las importaciones no reembolsables de maquinaria y equipo u otros bienes físicos, y en intangibles como, contribuciones tecnológicas, marcas y patentes, entre otras.

mediante los cuales pueden o deben darse estas transacciones, el tipo de operaciones permitidas, su plazo y condiciones de realización. El régimen cambiario colombiano incluye normas especiales de operación para algunas actividades económicas, entre ellas la petrolera y la minera.

El régimen cambiario fue consignado en la Resolución 8 de 2000, de la Junta Directiva del Banco de la República, y en las circulares expedidas por este para su reglamentación. De acuerdo con lo establecido previamente en las leyes 9.^a de 1991 y 31 de 1992 y en el Decreto 1735 de 1993, en esta resolución se establece que el mercado cambiario está constituido por la totalidad de las divisas que deben canalizarse de forma obligatoria por conducto de los intermediarios cambiarios o de cuentas de compensación (Res. 8 de 2000, cap. 1, art. 6°). Las principales transacciones que de manera obligatoria forman parte del mercado cambiario del país corresponden a las operaciones de comercio exterior de bienes, las inversiones extranjeras y en el exterior con los rendimientos asociados a ellas y las operaciones de endeudamiento externo (*id.*, cap. 1, art. 7°).

El régimen cambiario consagra para las inversiones de capital del exterior en materia de derechos cambiarios un régimen general y uno especial, este último aplicable a las sucursales extranjeras que operen en las actividades de exploración y explotación minera o de hidrocarburos o en la provisión exclusiva de servicios técnicos a este sector⁵. El origen del régimen cambiario especial se encuentra en la necesidad de restringir la monetización de divisas en una economía sujeta en el pasado a frecuentes choques externos asociados con el crecimiento del precio del café⁶; también influyó en su definición el crecimiento y fortalecimiento de las instituciones reguladoras del país y las lecciones del modelo de negocio mundial aplicado por las empresas petroleras multinacionales, en el cual el capital y las decisiones de inversión se manejan de manera centralizada.

Con este régimen cambiario, en el que se minimiza el manejo de divisas, se obtiene un respaldo financiero de la casa matriz, en especial en las etapas iniciales de exploración y desarrollo de la capacidad de explotación y de transporte del crudo, respaldo que es más evidente si se tiene en cuenta que el régimen cambiario no permite el endeudamiento externo de la sucursal. Cabe señalar que en la década del setenta, cuando la economía colombiana registró salidas netas de capital extranjero asociado con la actividad petrolera, como una medida de atracción a dicho capital las autoridades económicas otorgaron algunos beneficios que consistieron en que el capital de trabajo suministrado por la casa matriz a su sucursal en Colombia no estuviera sujeto al pago de renta presuntiva.

5 Cabe señalar que las sucursales de empresas extranjeras del sector petrolero y del minero por definición forman parte del régimen especial, pero la reglamentación prevé la posibilidad de cambiar el régimen especial por el general. El retorno al especial requiere un plazo mínimo de diez años.

6 Valga recordar que la evolución del régimen cambiario colombiano hasta los años ochenta estuvo influido por la volatilidad de la tasa de cambio asociada con el comportamiento del precio internacional del café y su efecto en el crecimiento de la oferta de divisas bajo un sistema administrado de tasa de cambio. Tal evolución centró la preocupación de las autoridades económicas en neutralizar los efectos cambiarios, monetarios e inflacionarios de los auges cafeteros y permitió que la monetización restringida de divisas asociadas con la actividad petrolera y la minera se considerara un elemento positivo para la estabilidad cambiaria.

2. Régimen fiscal

En el caso de la producción minera y del petróleo en particular, los gobiernos y las autoridades del Estado son los propietarios de esos recursos y pueden de manera legítima recolectar los ingresos que estos generen. El estatus de propietario se puede trasladar a la política petrolera de diferentes maneras. Un país petrolero puede optar, por ejemplo, por definir que el Estado sea el único que explote el recurso. En el otro extremo se encuentra el caso en que solo participan las empresas privadas en la explotación. La mayoría de los países toman una opción entre esos extremos y puede darse el caso en que las empresas internacionales cooperan con la empresa nacional, dentro de un marco claro de control nacional. Como alternativa, en el marco de un contrato de concesión puede darse una situación en que las empresas privadas no cooperen con la estatal. La política que al respecto defina el país tiene una consecuencia directa en el tipo, estructura y términos del régimen fiscal que se adopte sobre la actividad petrolera (o minera).

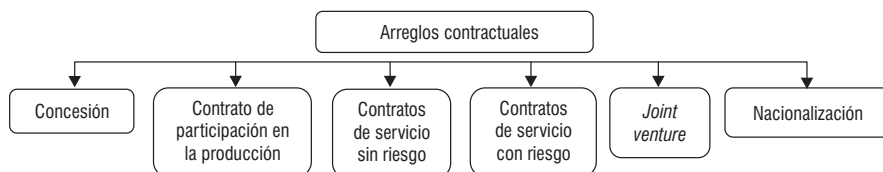
Para cualquier país, el régimen fiscal constituye el instrumento más importante para administrar el recurso petrolero. Como un objetivo general, se busca maximizar el valor de este recurso. En este propósito deberían converger los intereses nacionales y los de las empresas que lo explotan. En teoría, un régimen fiscal óptimo captura en forma eficiente toda la renta de la tierra. Por ende, hay que tener en cuenta que el régimen fiscal de un país se compone de tres aspectos básicos muy relacionados entre sí⁷: 1) legislativos, 2) contractuales y 3) tributarios. El primer punto ya se mencionó; por tal razón en esta sección ampliaremos los dos últimos aspectos, para llegar a una visión completa del régimen fiscal colombiano.

2.1. Aspectos contractuales en Colombia

El Diagrama 1 muestra los diferentes tipos de arreglos contractuales. En el diseño de los contratos existe una serie de aspectos básicos. En primer lugar se define la distribución de los riesgos. En segundo lugar, en la ley petrolera o en el contrato, según sea el caso, se estipula el grado de libertad que tiene una compañía internacional en sus operaciones y en la planeación de su desarrollo y los planes de inversión relacionados con su operación. Por último, los términos del contrato especifican el área asignada, la duración, las actividades de exploración y producción y las obligaciones generales, entre otros aspectos que configuran un esquema que, sumado al pago de regalías e impuestos, determina los compromisos y la distribución de la renta petrolera entre las partes (ANH, 2004). Así, de unas adecuadas condiciones contractuales depende no solo la inversión que llegue al sector, sino la renta de la que se apropia el Estado en la explotación de este recurso natural, para una prospectividad geológica dada.

⁷ Todos ellos enmarcados en qué tan prospectivo es el país: ¿cuáles son sus reservas remanentes? ¿Cuáles han sido sus descubrimientos en los últimos años (hasta cinco, más o menos)? Y en el riesgo político asociado a la viabilidad de sus instituciones, ¿cuál es la probabilidad de que lo expropian durante la vida económica del proyecto? (por lo general treinta años o más).

Diagrama 1. Categorías de los arreglos contractuales



Fuente: elaboración propia.

En el país, el tipo de contrato ha cambiado a lo largo del tiempo, y se identifican tres etapas principales: 1905-1969, concesiones; 1970-2003, contrato de asociación y 2004 en adelante, de nuevo concesiones.

En la primera etapa, la concesión fue el mecanismo que reguló la relación entre el Estado y el sector privado en materia de hidrocarburos. Esta figura se basaba en la cesión a compañías privadas de extensiones de tierra; las empresas tenían el derecho de llevar a cabo labores de exploración y explotación de hidrocarburos, controlando en su totalidad el desarrollo del proyecto y una vez finalizada la concesión, esta revertía al Estado junto con los activos utilizados para la producción, transporte y refinación. En contraprestación, los inversionistas privados pagaban regalías sobre la producción (Ecopetrol, 1982). La historia de los arreglos contractuales comienza entonces con las concesiones Barco y De Mares (ambas de 1905).

Luego, con la creación de Ecopetrol, Colombia se ponía en la tónica internacional en lo referente a la creación de una empresa pública dedicada a la producción de petróleo, al tiempo que se mantenía vigente la concesión como el único arreglo contractual posible⁸.

En 1974 se expidió el D. L. 2310, cuyos dos primeros artículos modificaron el sistema vigente hasta entonces, reemplazando el sistema de concesión por el de explotación directa a cargo de Ecopetrol o por el de “contratos de asociación, operación, de servicio o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión celebrados por dicha empresa, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras”⁹. Los esquemas de participación en los costos y en la producción se modificaron varias veces desde el primer tipo de contrato de asociación. Según Barrios y Cárdenas (2005), si se tienen en cuenta las modificaciones del esquema original, se puede resumir que del contrato de asociación existen cuatro modalidades cuyas características principales se presentan en el Cuadro 1.

8 Hay que recordar que el país había dado algunos pasos hacia una nueva estructura contractual desde el año 1955, cuando se celebró el contrato de Las Monas en el que Ecopetrol participaba con el 25% de la producción y se pagaban regalías del orden de 20%. No obstante, la figura de la concesión continuaría vigente por casi una década más.

9 La Ley 20 de 1969 había sentado las bases para este cambio.

Cuadro 1
Contratos para petróleo

Años	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
	1970-1989	1990-1994	1994-1999	1999-2003
Regalías	20%	20%	20%	Regalía 5% Línea recta hasta 20%
			Producción diaria	
			<5 kbpd	
			125-400 kbpd	
			400-600 kbpd	
			>600 kbpd	
Duración	28 años	28 años	28 años	28 años
Obligación exploratoria	Negociada	Negociada	Negociada	Negociada
Ring fencing	No	No	No	No
Alianza estratégica	50% ECP	Participación socio	Factor R	Participación socio
	50% socio	50%	0-1	50%
		60-90 Mb	1-2	50%
		90-120 Mb	>2	25%
		120-150 Mb		1,5-2,5
		150 Mb más		>2,5
Reembolso constante de los costos de exploración	50% términos corrientes	50% términos corrientes	50% términos corrientes	30% términos corrientes
Reembolso de los costos de desarrollo	50%	Según la participación en la producción	Según la participación en la producción	Según la participación en la producción
Aplicación del factor R	N/A	N/A	Por contrato	Por campo

Nota: este cuadro no incluye los términos espaciales para gas.
Fuente: Barrios y Cárdenas (2005).

El primer cambio significativo en el contrato de asociación se produjo en 1989¹⁰, y buscaba que tuviera en cuenta los depósitos de gran tamaño, gracias a la expectativa de encontrar grandes yacimientos como los hallados en los años ochenta. El siguiente cambio de importancia se dio en 1994, cuando el Gobierno se percató de que el contrato de distribución escalonado sacaba ventaja de los yacimientos grandes pero desconocía las variaciones en precios o en costos. En ese momento se introduce el llamado factor R. La idea era que este garantizara no solo que la compañía asociada recuperara la inversión, sino que su participación y la de Ecopetrol fueran equilibradas de acuerdo con la producción del campo (Ecopetrol, 1996).

La modificación final del contrato de asociación respondió a la reducción de la cotización internacional del petróleo en 1998. En ese momento, con precios bajos, una reducción sustancial de la exploración y la amenaza de la pérdida del autoabastecimiento que implicaba esa situación, era imperativo para el Gobierno atraer a inversionistas extranjeros y por esa razón se tomó la decisión de hacerle algunos cambios al contrato. La nueva versión del contrato de asociación mantenía los mismos principios de la tercera generación en función de la participación en el riesgo y de ser una alianza estratégica, pero las condiciones financieras lo hacían más atractivo para el inversionista privado. En ese último tramo del contrato de asociación (1994-2003) se desplomó la suscripción de nuevos contratos, a pesar de la revisión de las circunstancias muy poco favorables para los inversionistas internacionales, que se llevó a cabo en 1998. Una información tomada de Segovia (2011) muestra que entre 1992 y 2000 se suscribieron 15,5 contratos anuales en promedio, una sustantiva disminución contra los 23 contratos por año de la década anterior. El número de contratos vigentes, después de devoluciones, registró un modesto aumento de 92 a 115, que equivale a incrementarse en 2,5 contratos cada año.

Para ese momento, la situación de orden público se había deteriorado bastante, con lo cual la percepción de riesgo del país había aumentado. Era muy difícil atraer inversionistas en esas condiciones, en particular si no se modificaba el régimen contractual. Este, de todas formas, era solo una parte del problema. En realidad lo de fondo era modificar la política de autosuficiencia, sobre la cual había gravitado la política petrolera, que era en realidad una visión limitada de las posibilidades del país en esa materia.

2.1.1. El nuevo contrato: el retorno de la concesión

La ANH anunció, unos meses después de su creación, un nuevo contrato cuyas características básicas se presentan en el Cuadro 2. El aspecto esencial del nuevo contrato consiste en que es de concesión remozada, en el cual el 100% de la producción va para el contratista a cambio del pago de regalías e impuestos al Estado y un mayor tiempo tanto para la exploración como para la explotación, con lo cual se persigue obtener mayor inversión externa y de Ecopetrol.

10 En 1987 se había aprobado, sin mucho éxito, el modelo llamado de participación de riesgo, en el cual Ecopetrol aportaba un pequeño porcentaje en las actividades de riesgo y recibía a cambio mayor participación de la producción de los descubrimientos (Ecopetrol, 1996).

Cuadro 2
Características básicas del contrato E&P

Tipo de contrato:	Sistema 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
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 de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (<i>trigger price</i>) de aproximadamente USD 27/bbl WTI. El gas natural y el crudo pesado no pagan Los activos pertenecen al contratista

Fuente: ANH.

En 2003 se definieron dos modalidades de contratos de concesión: el contrato de exploración y producción (E&P) y el contrato de evaluación técnica (TEA, por su sigla en inglés). El primer nuevo contrato define tres etapas: de exploración, evaluación y de explotación. Otro contrato posible es el TEA, mediante el cual se puede asignar un área de gran tamaño para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener mejor información sobre la presencia de hidrocarburos en una zona específica, y el cual puede tener una duración de hasta dieciocho meses. En el Cuadro 2 se presentan las características básicas del contrato E&P en cuanto al período de exploración y otros elementos.

En los ocho años de existencia del nuevo arreglo aumentaron el número de contratos firmados y la actividad exploratoria. Aunque no todo este resultado es fruto del nuevo contrato, ya que su puesta en marcha coincidió con el mejoramiento de las condiciones de seguridad y con un aumento sustancial en los precios West Texas Intermediate (WTI), es muy probable que su contribución a esos resultados sea fundamental. En 2007 la percepción sobre los términos del contrato de concesión colombiano y sus condiciones fiscales era mejor frente a las establecidas en Perú, Brasil, Trinidad y Tobago, Argentina y Ecuador (Arthur D. Little Inc, 2009 citado por Benavides, 2011).

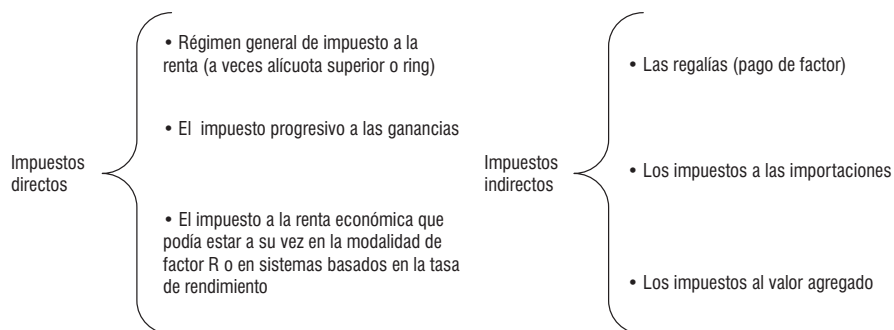
2.1.2. Aspectos fiscales y tributarios: regalías e impuestos sobre la actividad

Baunsgaard (2001) propone una división entre instrumentos impositivos y no impositivos que afectan la actividad petrolera. Dentro de los primeros podría proponerse otra división entre impuestos directos e indirectos (Diagrama 2).

Para el caso colombiano hay que tener en cuenta que el régimen fiscal para el petróleo aplica una combinación de regalías e impuesto a la renta para las empresas, de acuerdo con las características del nuevo contrato¹¹. A continuación se muestra la situación actual:

11 Tomado de Ernst & Young (2010).

Diagrama 2 Instrumentos impositivos



Fuente: elaboración propia.

1. Para el caso de las regalías, como se describió antes, a los nuevos descubrimientos se les aplica la tabla de regalías escalonada estipulada en la Ley 756 de 2002 (*Diario Oficial*, núm. 44878).
2. Las empresas deben pagar a la ANH unos derechos económicos estipulados.
3. Hoy no es posible ejecutar nuevos contratos de asociación, aunque todavía hay algunos antiguos vigentes. Los contratos de gas y petróleo son del tipo exploración y producción, descrito antes, y del cual existen varias versiones según las diferentes rondas de exploración convocadas por la ANH desde su creación. Lo básico sigue siendo que el contratista explora y produce con autonomía y a su propio riesgo y costo. La duración en el tiempo de los contratos es: a) para exploración, seis años; b) para evaluación, de uno a dos años, y c) para explotación, veinticuatro años (más extensiones de diez años al vencimiento de la concesión).
4. Para el año fiscal 2010 la tasa del impuesto a la renta que debían pagar las empresas era del 33%. La base gravable es el más alto de los siguientes montos: ingreso gravable ordinario (ingresos netos menos costos deducibles) o ingreso presuntivo. Por otro lado, si se consideran las desgravaciones para los bienes de capital, se tiene:
 - a) La depreciación para diversos activos sigue la siguiente norma, la cual puede modificarse con la autorización de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN): 1) computadores y vehículos: cinco años; 2) maquinaria y equipo: diez años; 3) construcciones (tubería, edificios): veinte años. La deducción por depreciación puede hacerse utilizando los métodos de depreciación en línea recta, reducción de saldos o cualquier otro método reconocido por la DIAN.
 - b) Para la actividad de extracción de hidrocarburos existe la posibilidad de descontar un 30% por invertir en activos fijos productivos.
5. Existen también algunos incentivos para la inversión definidos para: a) períodos de exploración en los cuales no hay producción, b) si se presentan pérdidas, c) si hay donaciones, y d) si hay inversiones en investigación y desarrollo.

6. Los impuestos indirectos que pueden gravar a las compañías productoras de petróleo y gas son los siguientes: impuesto al valor agregado (IVA), impuestos a las importaciones (no se le aplica al de exportaciones), impuesto de timbre, impuesto de registro, impuesto a la participación accionaria e impuesto a las transacciones financieras. El IVA, en el caso que nos ocupa, puede gravar las siguientes transacciones: venta de activos tangibles móviles, importación de bienes y provisión de servicios en el territorio nacional. En algunos casos la importación de servicios puede también gravarse con el IVA. Los bienes y servicios importados sobre base permanente por las compañías del sector de petróleo y gas deben pagar los aranceles de aduana y el IVA para importados. Existen exenciones si los bienes son importados por compañías que se dediquen a la exploración y a la explotación de minas o a la exploración, refinamiento y transporte de hidrocarburos (Decreto 4743 de 2005).

La problemática de las regalías petroleras

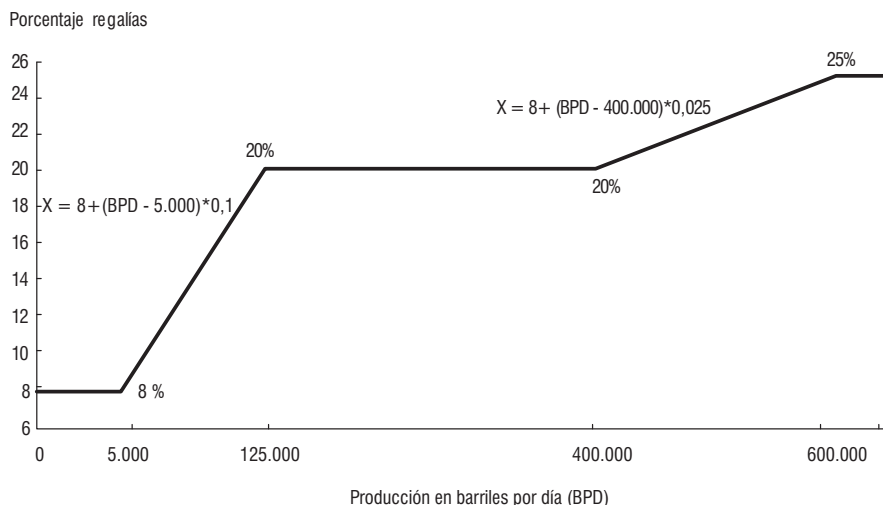
Sobre las regalías que deben pagarse por la explotación de los recursos naturales no renovables existen dos aspectos que hay que considerar. El primero se refiere a la división apropiada de la riqueza entre las compañías y el Estado. No menos importante es el segundo punto, relacionado con la distribución y utilización de las regalías recaudadas.

La Constitución de 1991 es muy explícita en señalar que “el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables” (art. 332); más adelante aclara que “la ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables así como [*sic*] los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos [*sic*]” y que “la explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte” (art. 360).

Esta forma de entender las regalías implica que estas, desde un punto de vista económico, corresponden al precio de los recursos naturales no renovables y, de acuerdo con Hernández (2010), no pueden confundirse con un tributo. Según este autor, esta distinción es de la mayor importancia porque el uso de las regalías debe encaminarse a reponerle al Estado el valor del bien que se vende y no a reparar las externalidades negativas que su explotación supone, las cuales deben ser subsanadas por las empresas que explotan los recursos, con cargo a sus costos. Así las cosas, el canon de las regalías es un precio neto que pagan las compañías minero-energéticas al Estado, de los costos ambientales de los proyectos. La determinación del canon fue delegada por la Constitución a la ley (leyes 141 de 1994 y 756 de 2002).

La Ley 756 estipula que para diferentes productos mineros el cálculo de la “[...] regalía por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca o borde de mina o pozo, según corresponda”, viene de aplicar el porcentaje que resulte de utilizar la distribución del Gráfico 1. En el artículo 16 de la misma ley, se establece como regalía por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo “el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala: [...]”. Cabe recordar que hasta ese momento la tasa de regalías era del 20% de la producción.

Gráfico 1
Porcentaje de regalías para pozos descubiertos con posterioridad a la Ley 508



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Para determinar las regalías de gas natural se adopta una convención: un barril de petróleo equivale a 5.700 pies cúbicos de gas. También se establece una relación entre las regalías de petróleo y las del gas producido en ciertas condiciones. Se diferencia también entre crudos pesados, livianos y semilivianos. Esta disposición solo se aplicará para nuevos descubrimientos, para campos con producción incremental o para campos descubiertos pero no desarrollados¹².

Sobre la distribución de las regalías, la Carta de 1991 (art. 360) señaló como regla el derecho de los municipios, de los departamentos productores y de los puertos marítimos y fluviales por donde se transportan dichos bienes a participar de estos ingresos. Esta distribución fue revisada y reglamentada por la Ley 1530 de 2012.

2.1.3. *Government take* y *state take*: aplicaciones para el caso colombiano

En términos precisos, la literatura se refiere a *government take* (GT) como la participación del Gobierno en el flujo de recursos asociado a un proyecto específico. Algunos autores han hecho la distinción entre lo que toma el Gobierno (GT) y lo que toma el Estado (*state take* ST), especificando que el ST incluye cualquier participación directa del Estado en la producción, incluyendo la que corresponde a la retribución por las inversiones de la empresa pública, mientras que el GT incluye solo lo que toma el Gobierno como resultado de impuestos

¹² El concepto de producción incremental corresponde a la producción proveniente de los contratos firmados por Ecopetrol con terceros, con objeto de obtener de los campos ya existentes nuevas reservas provenientes de inversiones orientadas a aplicar tecnologías que aumenten el factor de recobro de los yacimientos o que permitan adicionar nuevas reservas. Según la ley, también se entenderá por producción incremental los proyectos adelantados por Ecopetrol con los mismos propósitos (Ley 756 de 2002, art. 16, párg. 3°).

y regalías. El GT y el ST se refieren a la parte de la renta petrolera que le corresponde al Estado, aunque en el ST hay una parte que es retribución al capital que no es renta pura. El origen de esos conceptos se encuentra en el papel que tiene la renta en la extracción de recursos minerales. La renta es un excedente y no hay ningún efecto sobre la producción si se le grava. En ese sentido, debe hacerse un esfuerzo para calcular la participación del Estado en la renta que genera un proyecto petrolero.

El GT tiene en cuenta los impuestos, regalías y los pagos que las empresas hagan a la entidad encargada de administrar los recursos petroleros de un país. Por su parte, el ST comprende al anterior pero al cálculo se le agregan, si es el caso, las utilidades que obtenga la empresa estatal.

Cálculos del GT y ST

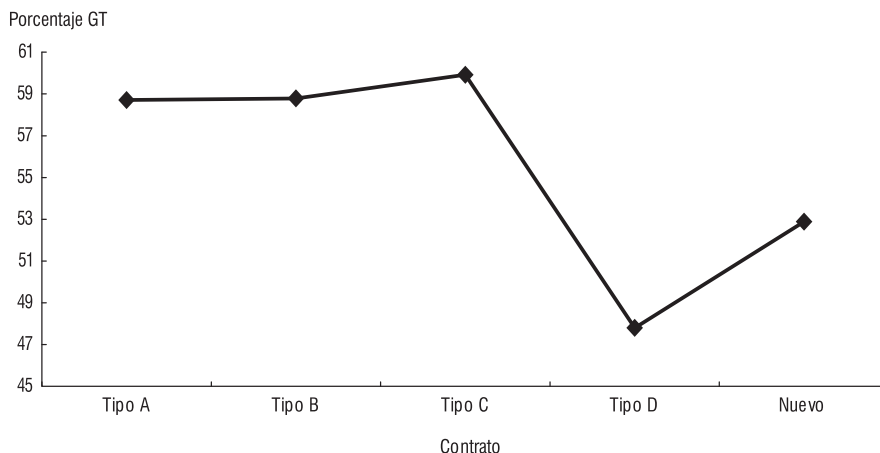
Existen cálculos para el GT y el ST, elaborados cuando los precios internacionales eran muy diferentes de los actuales, que comparan algunos de los antiguos contratos con el nuevo contrato de concesión. Hay que tener en cuenta también que aquí se presenta un promedio ponderado por el tamaño de producción y para cada tipo de contrato individual. En la práctica, el GT debería promediar los diferentes tipos de contrato con los cuales se hace la producción petrolera, pues algunos de los viejos contratos de asociación todavía están vigentes y apenas empiezan a revertir a la nación. Hace poco Ecopetrol (2011) realizó un cálculo del GT y el ST.

El Gráfico 2 presenta el cálculo realizado por Barrios y Cárdenas (2005) para los contratos descritos antes. El contrato A corresponde al contrato de asociación vigente entre 1970-1989, el B al contrato vigente entre 1990-1994, el C al vigente entre 1994-1999 y el D al vigente entre 1999-2003. El estimativo es un promedio ponderado del GT para diferentes precios en dólares por barril (USD 18, USD 20, USD 25 y USD 30) y para diferentes tamaños de campo, en millones de barriles (Mb) (10 Mb, 30 Mb, 100 Mb y 300 Mb), los cuales también se ponderan de manera diferente. Hay que tener en cuenta también que el nuevo contrato tomado aquí corresponde a la primera versión del contrato de concesión moderno.

En el ejercicio la diferencia entre los primeros tipos de contratos fue mínima a partir del GT. El contrato tipo D es mucho más beneficioso para el contratista en función de aumentar su rentabilidad promedio, pero también disminuyó los ingresos del Gobierno (Barrios y Cárdenas, 2005). El nuevo contrato, según el cálculo, restableció a un nivel más alto los ingresos del Gobierno y benefició de manera amplia los proyectos que involucran campos con grandes reservas, al tiempo que, comparativamente, hizo menos atractivos aquellos con pocas. No obstante, históricamente el contrato de concesión es el que mejores condiciones ha dado para la explotación de campos con reservas marginales, gracias a la retribución de 100% al riesgo exploratorio. Este mecanismo, a su vez, otorga buena rentabilidad para los grandes campos.

En el cálculo de Ecopetrol se hace un ejercicio con algunas variables (tamaño del campo, precio del crudo y condiciones contractuales). Se consideran siete proyectos hipotéticos con producción de crudos medio y pesado y un nivel de reservas definido. Se supuso un plan de desarrollo de reservas: inversiones en pozos, oleoductos o conexiones

Gráfico 2
Evolución del Government Take



Fuente: Barrios y Cárdenas, 2005.

a oleoductos, facilidades de producción, costos de operación y otros factores. El ejercicio supone la renta que genera un proyecto exitoso; es decir, no incluye los costos incurridos por proyectos infructuosos en la búsqueda de hidrocarburos. Por otro lado, el nivel de precios considerado es muy diferente: se tomaron tres escenarios de precio del WTI (USD 50, USD 75 y USD 100 por barril).

En el análisis se insiste en que el GT debe ser un rango. Si se calcula el GT para crudos pesados y medios (Gráfico 3), se obtiene que para nuevos descubrimientos firmados bajo el último contrato de la ANH el indicador se situaría entre 40% y 59%, sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo, y entre 40% y 64% cuando se descontara a una tasa del 10% real (Ecopetrol, 2011). Aunque en el ejercicio solo se consideran los contratos de asociación C y D y el nuevo contrato, la tendencia es similar a la descrita en el ejercicio anterior. En el ejercicio se comparó un proyecto de crudo pesado y uno de crudo medio del orden de cincuenta millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe). Al final, la conclusión es que el GT actual iguala o supera, según el tipo de crudo considerado, al que generaban los proyectos con contrato de asociación tipo C.

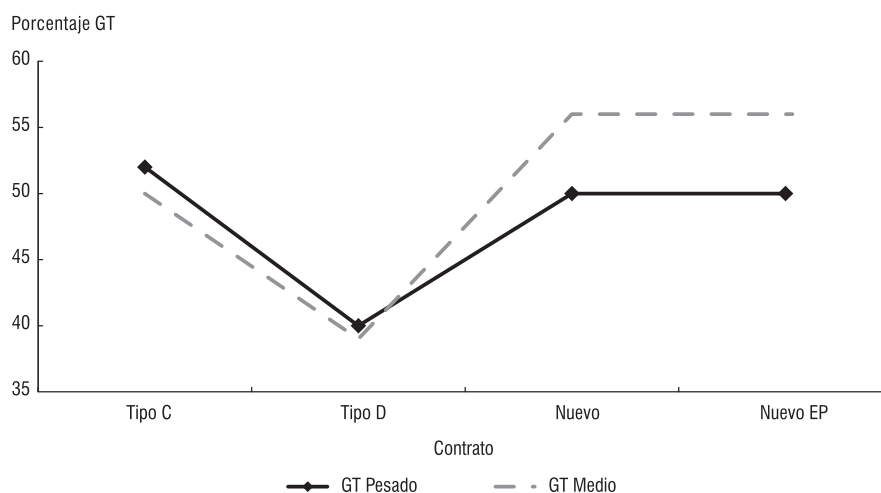
Las dos medidas reportadas aquí coinciden en mostrar cómo el contrato nuevo de la ANH redujo el ST respecto a los contratos de asociación tipo C y D (Gráfico 4). Esto se debe a que en el nuevo contrato el Estado no es necesariamente socio en la fase de producción.

El ejercicio para el cálculo del ST realizado por Ecopetrol (Gráfico 5) considera un escenario adicional en el cual esa entidad participa en un contrato ANH. En ese caso el ST alcanza un 96%. En este resultado cabe hacer un comentario. El cálculo es engañoso porque el ST se tasa suponiendo que Estado se estaría apropiando de unas utilidades por ser el dueño de la empresa. El problema es que si bien una parte importante de las utilidades de la empresa son de la nación, no es correcto considerarles en el ST por dos razones: 1) las utilidades de Ecopetrol provienen no solo de su participación en la producción y 2)

no es un buen criterio mirar la competitividad del nuevo contrato sumando a la cuenta los dividendos de una inversión que ha hecho el mismo Estado.

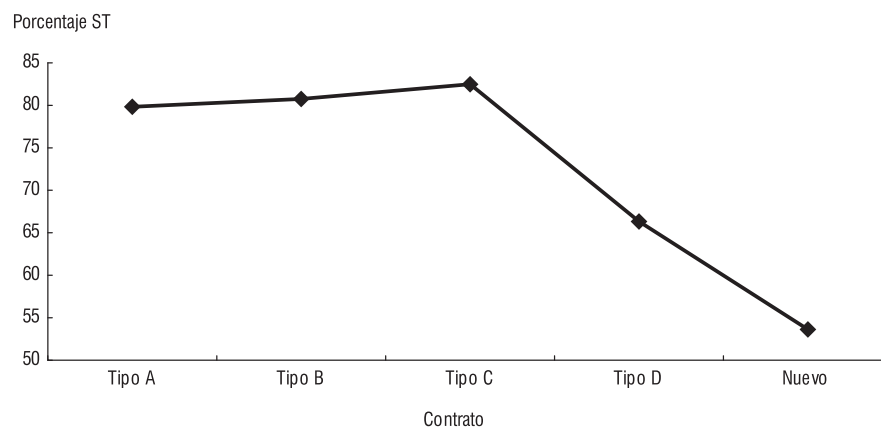
Por último, en una comparación de GT entre Colombia y otros tres países (Perú, Brasil —*onshore*— y Argentina) tomada de un estudio realizado para la ANH (IHS, 2008), se encontró que el GT de Colombia era menos competitivo que el de Brasil pero más que el de la Argentina y el Perú. Según el estudio, el actual régimen fiscal colombiano, basado en regalías que gravan los ingresos, tiende a desestimular el desarrollo de los pequeños yacimientos.

Gráfico 3
Evolución del *Government Take*



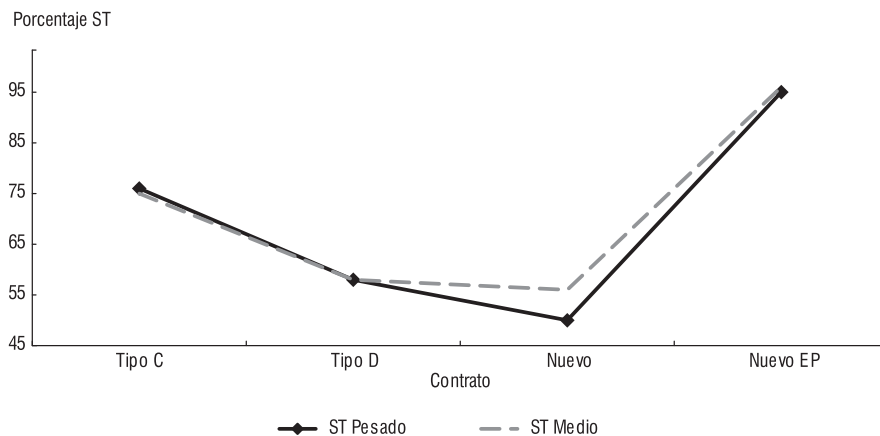
Fuente: Ecopetrol, 2011.

Gráfico 4
Evolución del *State Take*



Fuente: Cárdenas, 2005.

Gráfico 5
Evolución del State Take



Fuente: Ecopetrol, 2011.

4. LOS ESLABONES DE EXPLORACIÓN, EXPLOTACIÓN, PRODUCCIÓN Y RESERVAS DENTRO DE LA CADENA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA

4.1. Algunos determinantes de la producción

Colombia ha sido un país con reservas petroleras pequeñas que produce niveles relativamente bajos de crudo. Al respecto, en 1992 la participación de las reservas colombianas en el total mundial alcanzó el 0,32% en su punto máximo y desde ese año se dio una reducción en el indicador. Solo en 2010 se observa una recuperación, después de haber alcanzado el indicador su punto más bajo en los años 2008 y 2009 desde el pico histórico. En términos de producción, la participación colombiana en el total mundial era de 1% en 2010, cifra que corresponde a una producción de 801.000 barriles diarios.

Se puede suponer sin dificultad que para el país los precios internacionales son exógenos, lo cual significa que no puede afectar la cotización mundial del crudo si decide variar su producción, a diferencia de lo que sucede con algunos países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)¹³. En términos generales, la oferta de petróleo de Colombia puede definirse con una relación del siguiente tipo:

$$\ln q_t = \beta_0 + \beta_1 \ln D_t + \beta_2 \ln P_t + \gamma_0 Z_t + \epsilon_t \quad (1)$$

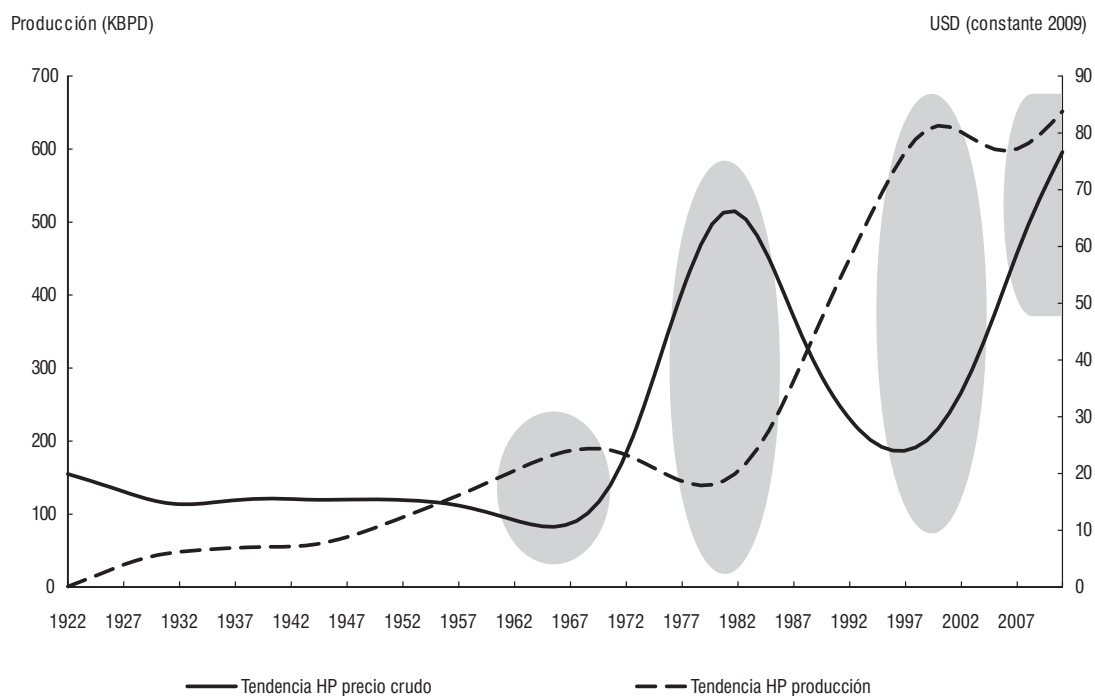
donde q_t representa la producción de petróleo, D_t es la demanda externa por petróleo, P_t corresponde al precio internacional de petróleo, Z_t recoge la posibilidad de otras variables

13 Para Colombia, también la demanda externa por petróleo es exógena.

tales como las de tipo político y las reservas de crudo del país, mientras que ϵ_t correspondería al término de error de la regresión.

Los resultados de la estimación econométrica de esta ecuación, tomados de Cologni y Madera (2011)¹⁴, muestran que en Colombia la producción de petróleo responde de forma significativa a los incrementos en la demanda mundial de petróleo, mientras que, por el contrario, la relación entre los cambios de la producción ante una reducción de la demanda no es significativa. La respuesta ante los precios contemporáneos no es significativa. El análisis de regresión insinúa así mismo que la producción de petróleo en nuestro país también responde al entorno político. Los resultados sugieren que ante una desaceleración del crecimiento mundial, la producción colombiana de petróleo no se contrae, mientras que en el caso contrario hay un incentivo para aumentar la producción. La ausencia de respuesta de esta ante los cambios en los precios internacionales puede deberse a limitaciones de la capacidad instalada que lleven a una reducida flexibilidad en la producción nacional. Al respecto, la evolución de la producción de crudo en el país muestra caídas importantes en escenarios de precios altos y aumentos significativos en presencia de precios bajos (Gráfico 6).

Gráfico 6
Precio y producción de crudo en Colombia



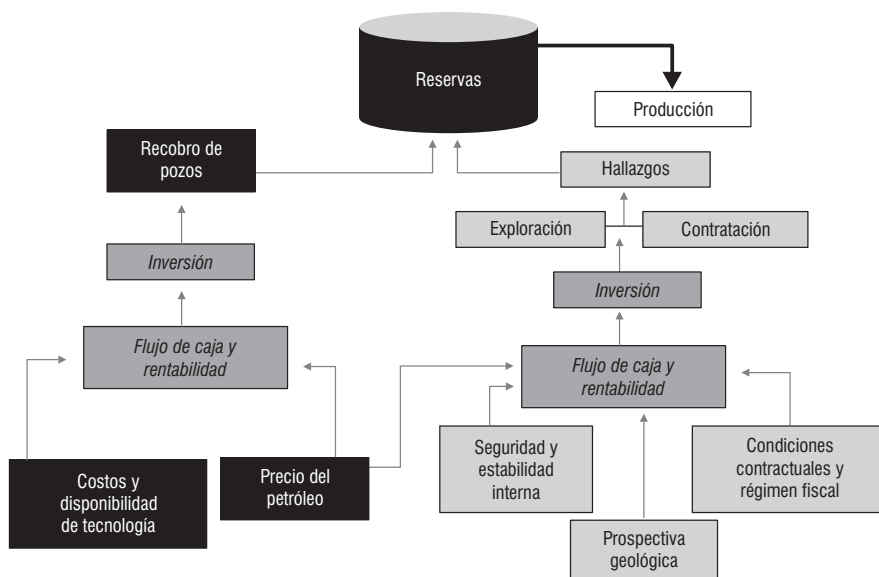
KBPD: miles de barriles promedio diarios.

Fuente: elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME.

14 La estimación se hizo para una muestra mensual con datos comprendidos entre enero de 1995 y diciembre de 2009.

El Diagrama 3 examina la relación entre las reservas y la producción y entre las primeras y los cambios en tecnología y prospectividad. Hay que tener en cuenta que si un país es un tomador de precio en el mercado internacional de petróleo, el análisis no se puede limitar a relacionar la oferta con el precio, pues hay otros elementos que hay que considerar. Para entender el proceso de producción es necesario construir un marco que relacione el valor *in situ* de las reservas con los costos relevantes. Al final, para los productores de crudo se trata de un problema de maximización del valor presente de los beneficios. Se maximiza la diferencia entre el valor presente del ingreso neto y el de la inversión requerida para obtener determinado nivel de producto.

Diagrama 3
Determinantes de la producción de hidrocarburos en el país



Fuente: elaboración propia.

En el diagrama la producción se relaciona con las reservas comerciales disponibles para explotar, las cuales se alimentan de los nuevos yacimientos y de las variaciones en el factor de recobro de los campos¹⁵. Hay que tener en cuenta que la probabilidad de descubrir nuevos depósitos de crudo y el aumento del factor de recobro que permitan un incremento de las reservas, está antecedida y depende de los niveles de inversión de riesgo en exploración¹⁶ y del uso de tecnologías de *extracción* y desarrollo de los campos. La inversión destinada a estas actividades depende de la rentabilidad para el inversionista,

15 Como se explicó, el factor de recobro es el porcentaje de crudo que se puede recuperar de un yacimiento.

16 A pesar de los avances tecnológicos, el desarrollo de la actividad exploratoria requiere grandes inversiones de capital de riesgo a causa de sus altos costos y la relativa incertidumbre, en el hallazgo de hidrocarburos y las condiciones técnicas y tamaño del yacimiento que permitan su explotación comercial (Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME, 2009]).

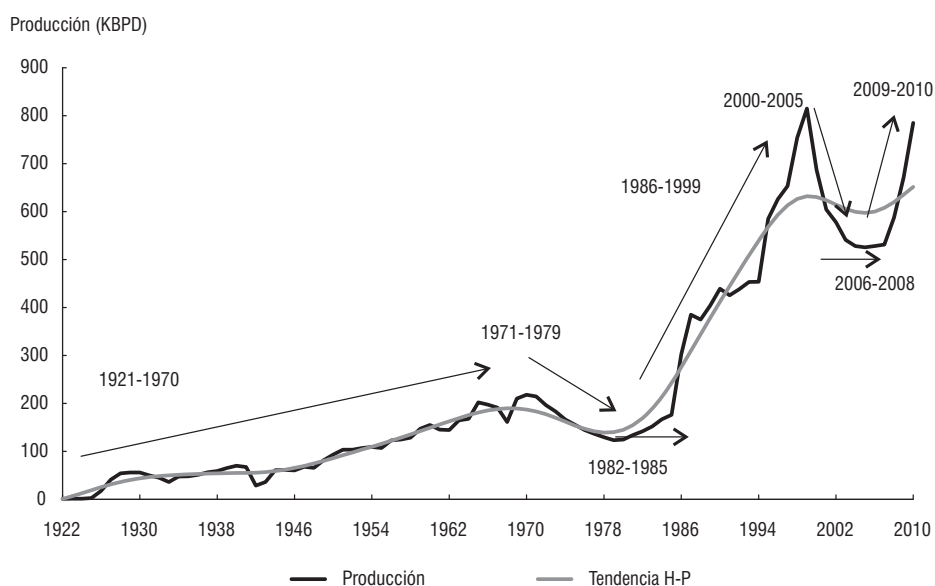
la cual varía de acuerdo con factores que afectan los ingresos y costos de las compañías. Desde el punto de vista de costos, estos dos determinantes de las reservas son diferentes. En el caso del recobro, se trata de campos que ya han sido desarrollados; estrictamente hablando, el desarrollo debe considerarse un costo hundido y no debería entrar en el precio *in situ* de la reserva. En el caso de los nuevos hallazgos también existe un costo hundido que en este caso corresponde al del hallazgo; se supone que la reserva se halla pero no está desarrollada.

4.2. Evolución de la contratación y exploración, producción y reservas (1905-2011)

En términos generales, la producción y las reservas de crudo del país se han caracterizado por su comportamiento cíclico (gráficos 7 y 8), por su concentración geográfica (Gráfico 9) y por un número reducido de yacimientos de tamaño significativo.

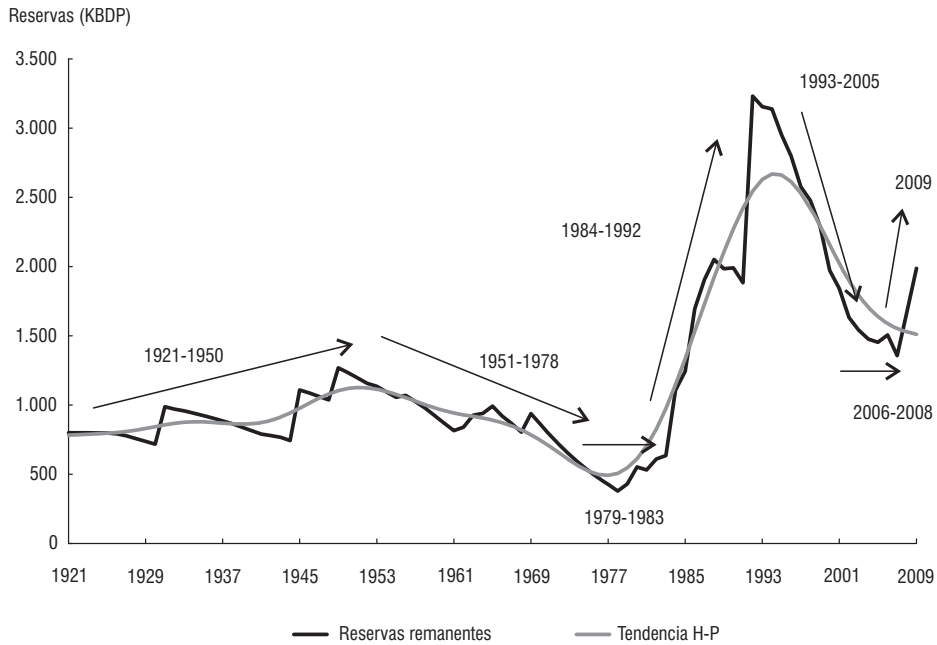
Se observa que: 1) los incrementos de la producción han coincidido con bajos precios internacionales (Gráfico 6); 2) el petróleo se ha extraído a una tasa superior a la que se adicionan nuevos recursos, generando algunos escenarios de importantes disminuciones en las reservas remanentes; 3) en los últimos años la fuente de incorporación de nuevas reservas pasó de originarse en nuevos yacimientos a incrementos en el factor de recobro de los campos maduros; 4) hace poco se han observado variaciones en el tipo de crudo producido y el perfil de las empresas que participan en el negocio.

Gráfico 7
Ciclos de la producción de crudo en Colombia



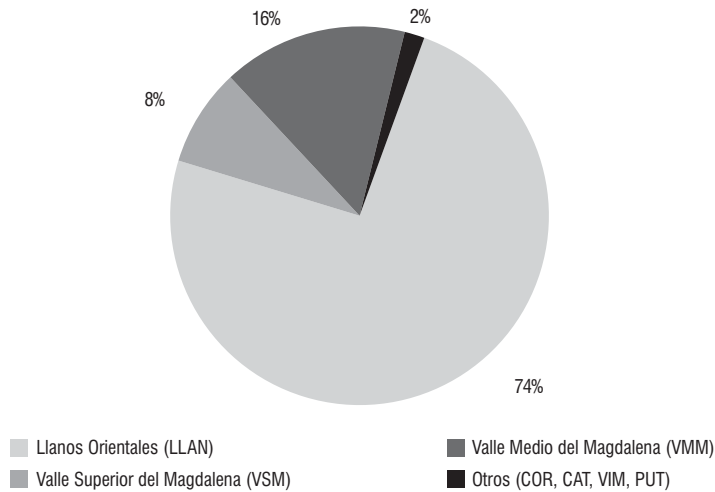
Fuente: elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME.

Gráfico 8
Ciclos de las reservas de crudo en Colombia



Fuente: elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME.

Gráfico 9
Distribución geográfica de la producción

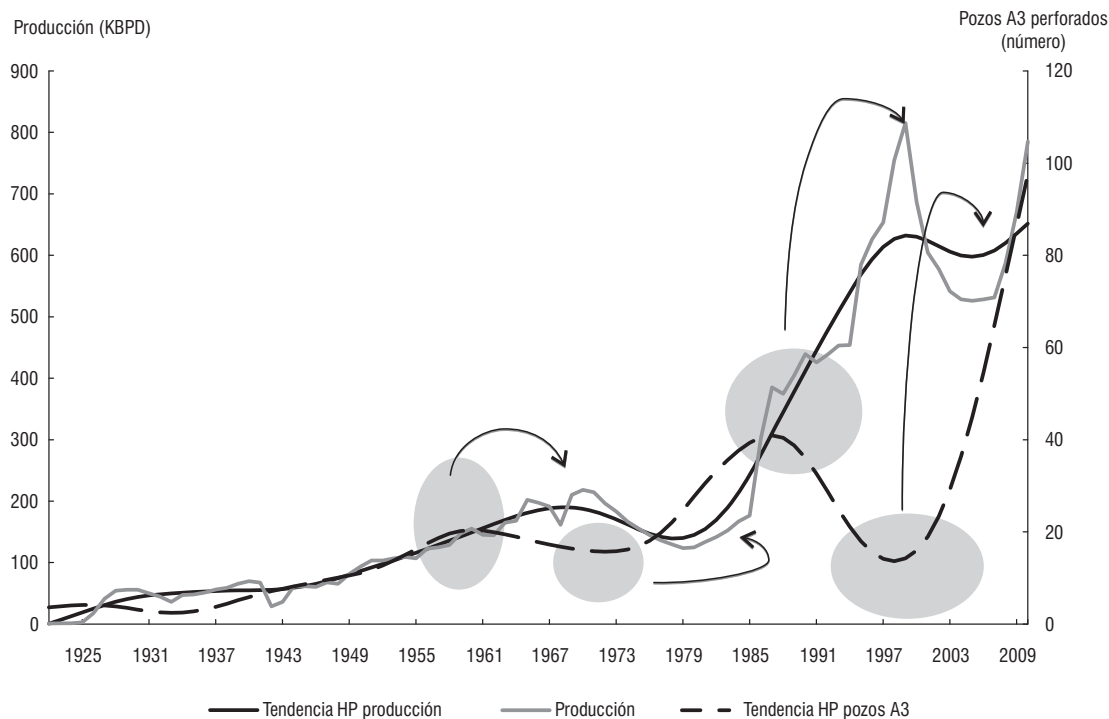


Fuente: elaboración propia con datos de Ecopetrol, ACP y MME.

En cuanto a la exploración, se observa que esta actividad ha registrado ciclos inversos a los de la producción (Gráfico 10), los cuales han respondido a la dinámica de los determinantes de la rentabilidad del negocio. A su vez, la exploración se ha concentrado sobre

todo en las cuencas del Magdalena y los Llanos Orientales dejando un territorio importante por estudiar.

Gráfico 10
Producción y perforación exploratoria



Fuente: elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME.

Teniendo en cuenta los tipos de contratos vigentes, se define una periodización: concesiones (1905-1969), contrato de asociación (1970-2003) y concesión moderna (2004-actualidad).

4.2.1. Primer período: 1905-1969

Desde principios de los años veinte del siglo pasado la producción petrolera mostró una tendencia creciente que se mantuvo durante cincuenta años. En ese extenso período la explotación petrolera estuvo a cargo de un grupo reducido de grandes compañías multinacionales que operaban bajo concesiones y al cual se sumó, a partir de 1951, Ecopetrol. Los primeros hallazgos en estas concesiones no se relacionaron con una gran actividad exploratoria, y las evidencias iniciales de su existencia fueron anecdóticas como resultado de la observación de manaderos naturales de petróleo de parte de algunos exploradores en las áreas correspondientes (Vásquez, 1994). En el período 1950-1970, los niveles

de producción continuaron en aumento¹⁷ (Gráfico 7). A diferencia de lo observado en años anteriores, este incremento se originó principalmente en ocho descubrimientos petroleros relativamente importantes como resultado de la intensificación de la contratación y exploración desde los años cuarenta.

4.2.2. Segundo período: 1970-2003

La primera versión del nuevo contrato de asociación coincidió con el declive de la producción¹⁸. Este tuvo un importante efecto sobre la economía colombiana: las exportaciones de crudo perdieron participación en el total; y ya para 1974, las ventas externas de petróleo y derivados representaron menos del 10% de las exportaciones totales del país. El fuerte descenso en la producción y las reservas obligó a suspender los despachos al exterior en el período septiembre de 1974-febrero de 1986 y condujo a que el país se convirtiera en un importador neto de crudo y combustibles entre 1976 y 1985, un período en el cual el precio internacional del crudo estaba en niveles altos. La producción comenzó de nuevo una fase ascendente a partir de la segunda mitad de los años ochenta, la cual se mantuvo hasta finales de la década de los noventa. Esto fue resultado de descubrimientos significativos (1986-1999) y de revaluación de reservas (1985-1990). El aumento de la incorporación de reservas por descubrimientos y revaluación se produjo por los altos niveles de inversión en exploración y desarrollo. Tras alcanzar su máximo histórico en 1999, la producción entró de nuevo en la fase descendente del ciclo y disminuyó en tan solo tres años hasta 541.000 barriles diarios (kbd) en 2003, a un nivel similar al observado ocho años atrás¹⁹.

4.2.3. Tercer período: 2004 a la actualidad

Si bien en un primer momento después del nuevo contrato de la ANH la producción registró una primera etapa de estancamiento, con una producción que entre 2004 y 2007 estuvo cerca de los 540 kbd, a partir de 2008 se comenzó a observar de nuevo un crecimiento en materia de extracción y reservas (Gráfico 8), de forma que empezó a registrarse un incremento en la producción al pasar de 587,7 kbd en 2008 a más de 900 kbd en 2011.

En esta fase del ciclo aparecieron elementos diferentes de los observados años atrás. La adición de nuevos volúmenes de petróleo se originó sobre todo por el aumento en el factor de recobro de campos maduros y en la mayor explotación de crudos pesados²⁰ (Gráfico 10). En efecto, según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y

17 Este fuerte incremento superó la tasa de reposición de las reservas, y el *stock* remanente de crudo mostró una tendencia decreciente en los períodos 1950-1962 y 1965-1978, hecho que se vería reflejado luego en una crisis de abastecimiento.

18 La producción alcanzó 218.000 barriles diarios (kbd) en 1970 y disminuyó hasta 123 kbd en 1979, nivel en el que se mantuvo hasta 1984.

19 Mayor detalle en López *et al.* (2012).

20 El factor de recobro es el porcentaje del crudo que se puede recuperar de un yacimiento, y hoy es un aspecto central para la industria petrolera. El promedio mundial oscila entre 40% y 50%, y aumentos en este porcentaje

Ecopetrol, de los 1.220 mb incorporados a las reservas de 2003 a 2008, el 80% ha sido por revaluación de los campos y el restante 20% por descubrimientos realizados. La revaluación de los campos tiene relación con los precios altos, pues a precios bajos algunas reservas no son económicamente viables y no entran en el acervo de reservas probadas. Según el último informe anual de Ecopetrol para el año 2010, su estrategia es continuar aumentando el factor de recobro de 23% al 30% mediante el uso de tecnologías de recobro secundario y mejorado y la intensificación de la perforación *in fill* y de desarrollo. Para dicho año, el 33% de la producción de la compañía se originó en campos maduros, con lo cual se demuestra que dicha estrategia ha sido exitosa.

El aporte de los nuevos yacimientos no ha sido muy significativo, pese a la intensificación de la actividad exploratoria en el país. La contratación y exploración se disparó desde 2005, con lo cual en los últimos cinco años se registró un promedio anual de 36 contratos firmados para exploración y producción (E&P), 18.400 kilómetros de sísmica y 75 pozos A3. Incluso se registraron máximos históricos de 26.400 kilómetros de sísmica en 2006, 58 contratos E&P en 2009 y 112 pozos A3 en 2010 (Gráfico 11). Ahora bien, se ha producido un aumento importante en el factor de éxito exploratorio en los últimos años. Mientras que en los años ochenta el 21% de los pozos A3 perforados fueron declarados productores, en la década de los noventa, con la desaceleración de la exploración, este indicador se redujo a 15%, y en los últimos cinco años se ha acercado al 46%.

Pese a las mayores inversiones, la reactivación de la exploración y el mayor éxito en la perforación de los últimos años, no se han registrado grandes descubrimientos recientemente. Según la UPME, la mayor exploración registrada en los últimos años se ha realizado en las cuencas sedimentarias catalogadas de menor riesgo²¹, en las cuales se ha comprobado la presencia de depósitos comerciales y donde ya se han encontrado importantes yacimientos, por lo que los descubrimientos posteriores podrían ser de menor tamaño (Aguirre, 2003)²². En efecto, la perforación exploratoria se ha concentrado en las cuencas de los Llanos y Valle del Magdalena, las cuales concentran el 59% y 30% del total de pozos A3 entre 2004 y 2010.

La relación directa entre el nivel de producción y el pago de regalías puede ser otro factor que determine la decisión del inversionista de buscar campos pequeños pero con una mayor probabilidad de éxito. En suma, un incremento significativo de las reservas por medio de importantes descubrimientos, requiere grandes inversiones y proyectos en otras áreas del país con riesgo geológico elevado (UPME, 2009). Sin embargo, la exploración en otras cuencas no es tarea fácil, a causa de los problemas de infraestructura en zonas apartadas y la poca información geológica disponible. Con respecto a este último

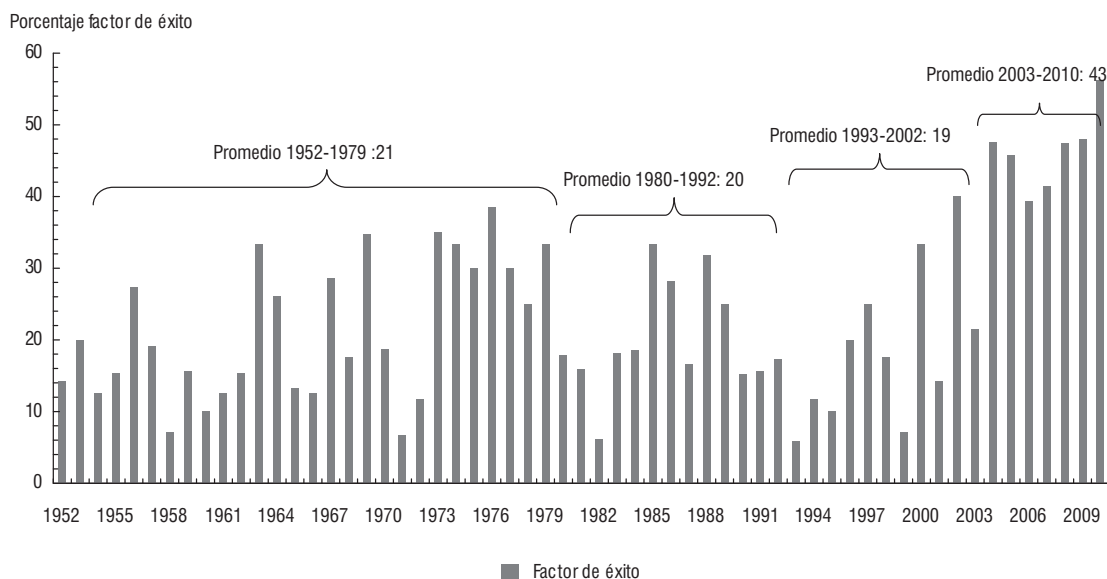
pueden representar un volumen significativo de barriles que a los precios actuales aportarían sustancialmente a los ingresos de las compañías (Ecopetrol, 2008).

21 Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Putumayo.

22 “El panorama de encontrar nuevas reservas no es muy alentador a la luz de la teoría planteada acerca del proceso de descubrimiento de nuevas reservas, donde los yacimientos más grandes son encontrados en las etapas tempranas de la exploración [...]”. Hubbert (1967) planteó que “los descubrimientos declinan exponencialmente con la perforación exploratoria acumulada, donde las firmas encuentran las reservas en orden descendente a su tamaño” (Aguirre, 2003). Aguirre referencia a Hubbert (1967) en Modeling Discovery. Consultado en junio 2, 2003, en <http://www.oilanalytics.org/disco/disco.html>. 3.

punto, la ANH ha venido poniendo en funcionamiento un programa de calentamiento de áreas con el fin mejorar la información geológica y atraer inversionistas a zonas no exploradas del país (ANH, 2009).

Gráfico 11
Factor de éxito en perforación de pozos A3



Fuente: ACP, UPME y ANH.

Pese a la ausencia de grandes descubrimientos, la estrategia seguida hasta hoy ha permitido que el país se autoabastezca y continúe exportando crudo y sus derivados, hecho que toma más importancia en la presencia de altos precios como los registrados en los últimos años. En la actualidad el país está a la espera de los resultados de la intensa actividad exploratoria; sin embargo, las últimas cifras disponibles muestran que las reservas a 2011 ascendieron a 2.259 millones de barriles y equivalen a 6,5 años de producción al ritmo de extracción actual.

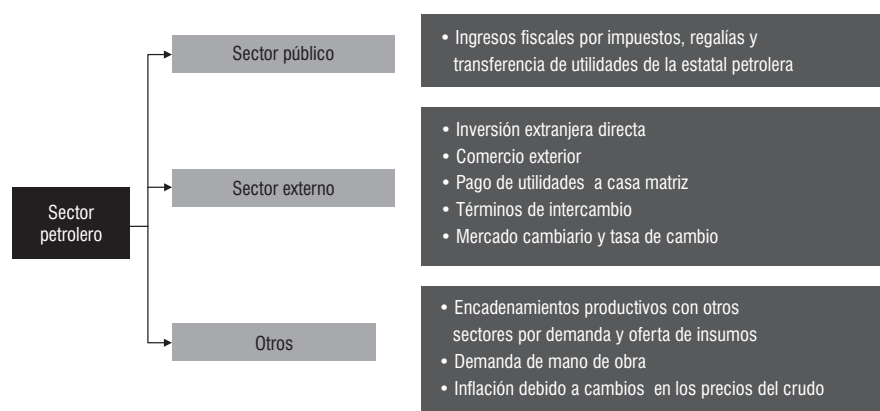
Por otra parte, se han observado variaciones en el tipo de crudo producido y el perfil de las empresas que participan en el negocio. Gracias a los desarrollos tecnológicos y los mayores precios internacionales, el país ha podido explotar los crudos pesados a mayor escala. Después de superar las dificultades de transporte por la alta viscosidad de este tipo de petróleo (Ecopetrol, 2002), en 2001 Colombia exportó el primer cargamento de crudo pesado proveniente del campo Castilla, el cual se dirigió a un productor de asfalto en los Estados Unidos. Este hecho fue de gran importancia, pues le abrió las puertas del mercado internacional a un tipo de crudo relativamente abundante en la geografía nacional y que hoy es un componente importante de la canasta nacional de hidrocarburos. Según cifras de Ecopetrol, del total de su producción en 2011 el 48,8% correspondió a crudos pesados, participación superior al 44% registrado un año atrás.

En cuanto a las empresas, se observa mayor número de firmas de menor tamaño que participan en el negocio del petróleo en Colombia, en contraste con lo registrado en décadas pasadas, cuando la exploración y explotación eran actividades en las cuales solo participaba un número reducido de reconocidas firmas internacionales. En efecto, mientras que en el período 1985-1990 veintiocho empresas participaron en la perforación exploratoria en el país, este número casi se duplicó para los años 2001-2006.

5. VÍNCULOS DEL SECTOR PETROLERO CON LA ECONOMÍA NACIONAL

Históricamente la actividad petrolera fue construyendo múltiples relaciones con la economía nacional. En el Diagrama 4 se observa la vinculación del sector con el sector público mediante los ingresos fiscales percibidos por el Gobierno principalmente por impuestos, regalías y participación en las utilidades de la estatal petrolera. Además, está altamente relacionado con el sector externo colombiano mediante las transacciones económicas externas que afectan el resultado de la cuenta corriente y financiera, el mercado cambiario y la tasa de cambio. Sobresalen las transacciones por concepto de inversiones extranjeras, exportaciones de crudo y sus derivados, importaciones de maquinaria, insumos y servicios técnicos especializados y el pago de utilidades a los inversionistas externos. El monto de recursos apropiados por el sector público y el privado depende de cómo se defina la distribución de la renta petrolera, de acuerdo con el diseño de los mecanismos institucionales ya mencionados y cuya implicación concreta se examina en la sección siguiente.

Diagrama 4
Vínculos del sector petrolero con la economía nacional



Fuente: elaboración propia.

Un aspecto importante para evaluar es el efecto que tienen las variaciones de los términos de intercambio sobre el resto de la economía. En términos generales, y de acuerdo con la teoría económica, los efectos de los términos de intercambio sobre el desempeño de una economía dependen de varios factores. Los más importantes son la estructura de

los mercados nacionales, la reacción de la política económica ante cambios en los precios relativos, el grado de apertura de la economía, el régimen de tasa de cambio y otras condiciones del mercado internacional que afecten la economía local.

Para el caso colombiano hay que tener en cuenta que las exportaciones representaron en 2011 alrededor de 1/6 del PIB; así mismo, de ellas el 70% corresponde a bienes básicos cuyos precios se forman en el mercado internacional y sobre los cuales Colombia tiene un muy escaso poder de mercado. Dentro del total de las exportaciones el petróleo y sus derivados son el rubro más importante con una participación dentro del total de 49,7% (carbón, el 15%, café el 4,6% y níquel el 1,5%). Cerca de 80% de las importaciones corresponden a bienes de capital e intermedios. Estas participaciones sugieren, como se precisa más adelante, que los cambios en el entorno externo tienen la capacidad de afectar el PIB colombiano.

El sector también tiene relación con otros sectores productivos de la economía local mediante la compra y la venta de insumos y bienes finales y con el mercado laboral por medio de su demanda por mano de obra. Por último, cambios en los precios internacionales del crudo puedan afectar la inflación local por la vía de sus efectos sobre el precio de la gasolina y los costos de transporte. Una forma de ordenar los nexos que tiene la actividad petrolera con el resto de la economía es agruparlos en dos grandes categorías: 1) por una parte, las relaciones macroeconómicas (sector público, sector externo, empleo, inflación y términos de intercambio), y 2) por otra, los vínculos microeconómicos con el resto de la economía (encadenamientos con otras actividades productivas).

5.1. Distribución de los ingresos petroleros

La existencia de petróleo puede hacer rico a un país. Esta riqueza, sin embargo, no necesariamente significa desarrollo económico y social. Lo anterior solo se alcanza si la economía llega a ser más equitativa a partir de un sistema extensivo de distribución de esa riqueza. Por esta razón en una economía con petróleo el manejo de las rentas provenientes de la explotación de ese recurso es una de las más importantes funciones del Gobierno. El manejo de las rentas define también la forma como los ingresos por la explotación del recurso van a irrigarse a la economía.

Las rentas se entienden, de acuerdo con la definición estándar, como el pago a un factor productivo que se hace por encima de la remuneración requerida para inducirlo a trabajar. Esta definición implica que la renta es cualquier pago al propietario del recurso natural que queda después de remunerar al trabajo (incluso al calificado), al capital (incluso la tecnología) y a cualquier otro insumo utilizado en la producción.

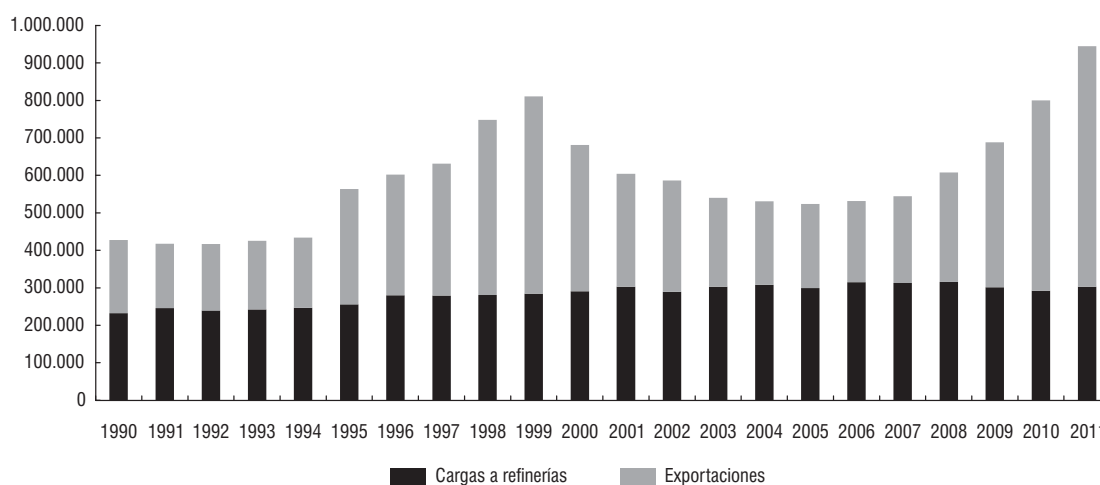
En Colombia, las principales decisiones de la distribución de la renta tienen su origen en la definición de la propiedad del subsuelo como propiedad de la nación, prevista en la Constitución Política. Esta norma de rango constitucional es la base jurídica de los contratos vigentes para la explotación del crudo. Es también el fundamento de la existencia de una empresa estatal productora de petróleo, como Ecopetrol. A partir de esos pilares básicos, la renta petrolera colombiana se distribuye entre el Estado colombiano y el sector privado. El desafío para el Gobierno es distribuir hacia la población las rentas de las que se apropia. Una consideración adicional que también han enfrentado los diferentes gobiernos,

es cómo distribuir los beneficios corrientes del petróleo, de forma que se tenga en cuenta también a las generaciones futuras. Esto ha llevado a diseñar fondos de acumulación de recursos como el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) o a emprender iniciativas como las de la Regla Fiscal.

Desde comienzos de la década pasada el valor nominal en dólares corrientes de la producción nacional de crudo ha aumentado de manera importante. En efecto, esta cifra pasó de USD 5.108 m en 2002 a USD 9.557 m en 2005 y USD 33.118 m en 2011. Al tomar como referencia los años 2010 y 2002, se encuentra que el crecimiento del 548% del valor producido fue resultado sobre todo de un aumento en la cotización internacional de este bien seguido de un incremento en los niveles de producción. De hecho, para el período de análisis los precios aumentaron en 310% y las cantidades producidas en 58%.

Los ingresos del sector productor de petróleo y gas se originan en las exportaciones y ventas internas de crudo y gas (Gráfico 12). En general, el país exporta sus excedentes de producción después de satisfacer la demanda interna de petróleo, la cual se carga principalmente en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena con el fin de obtener los productos refinados necesarios para suplir la demanda interna. Desde los últimos diez años, la demanda de las refinerías locales se ha mantenido relativamente estable, con lo cual las ventas externas de crudo colombiano han dependido del volumen adicional producido y los precios internacionales.

Gráfico 12
Producción total (bdp) dividida en carga a las refinerías y exportaciones



Fuente: elaboración propia con base en información de Ecopetrol.

En la producción petrolera participan dos tipos de firmas. El primero lo componen las empresas con capital privado, que en general son filiales de una casa matriz extranjera y que en la actualidad tienen una participación del 32% en la producción nacional de hidro-

carburos. La estatal petrolera²³ (Ecopetrol) es la otra firma que participa de este negocio y es el principal referente para la industria con un aporte a la extracción de crudo en el país equivalente al 68%²⁴ del total nacional. El aumento de la participación de Ecopetrol obedece en su mayoría a la terminación de contratos de asociación que pasaron en su totalidad a la empresa, a la adquisición parcial o total de empresas privadas (Hocol y Equion) y al uso de nuevas tecnologías para incrementar el factor de recobro de los campos.

La distribución de los ingresos depende de varios factores, dentro de los que se cuentan sobre todo la participación extranjera en el negocio, los costos de producción, el acuerdo contractual entre el Estado y las empresas productoras y la legislación en materia tributaria, factores ya mencionados²⁵. Dados estos factores, se realizó la estimación de la distribución de los ingresos petroleros para el año 2011. Hay que subrayar que dicha estimación corresponde a la primera etapa de la distribución de los recursos. Queda por fuera de alcance de este documento el estudio de los canales de redistribución del Gobierno, la segunda etapa, hacia el resto de la economía por medio de la inversión pública, transferencias, subsidios, etcétera.

Como se observa en el Diagrama 5, la mayor porción de estos recursos (41%) queda en manos de las empresas explotadoras del recurso por concepto de utilidades, otro 31% se destina al pago de impuestos y regalías y el restante 28% se usa para cubrir los costos asociados al proceso productivo. Vale la pena aclarar que el Gobierno recibe, además de los impuestos y regalías, parte de las utilidades obtenidas por Ecopetrol, debido a que es su principal accionista. Esta forma de distribución de los ingresos del sector petróleo y gas (SP&G) tiene repercusiones particulares en cada uno de los sectores y mercados involucrados en estas transacciones económicas.

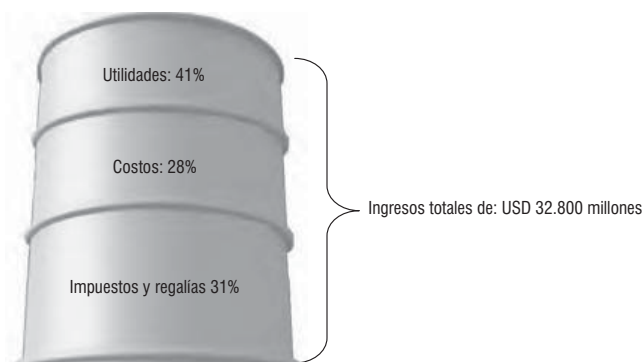
Es importante anotar que estos resultados son inferiores al *government take* (GT) teórico presentado en las secciones anteriores. Siguiendo la distribución de los recursos mencionando en el Diagrama 5, se puede observar que el Estado se apropia efectivamente del 43% de la renta neta (ingresos menos costos) generada por el SP&G. En otras palabras: el GT efectivo sería igual al 43%. Este resultado contrasta con el 56% registrado por el promedio histórico del GT teórico (Barrios y Cárdenas, 2005; Ecopetrol, 2011). Este resultado muestra que las deducciones tributarias en favor del SP&G hacen que la proporción de la renta neta petrolera que le corresponde al Estado sea inferior a lo planteado en los modelos teóricos. Además, la mayor producción de crudos pesados disminuye dicha renta por las condiciones contractuales vigentes.

23 Ecopetrol cuenta con una participación privada cercana al 12%, tras realizar un proceso de capitalización mediante la venta de acciones en el mercado público de valores.

24 En esta cifra se incluyen Equión y Hocol, empresas privadas filiales de Ecopetrol.

25 Para mayor detalle de estos factores mencionados, véanse: López *et al.* (2012).

Diagrama 5
Distribución de los ingresos petroleros en 2011



Fuente: cálculos propios.

6. IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO PARA LA ECONOMÍA

6.1. Importancia macroeconómica del petróleo para la economía colombiana

La importancia macroeconómica del petróleo es diferente para un país exportador neto que para un país importador. En términos generales, en una economía petrolera se podría presentar un incremento en la dependencia de los ingresos petroleros de parte del Gobierno. También se puede presentar un aumento en el tamaño del Estado con relación al sector privado. En economías de ese tipo las fluctuaciones del precio del petróleo se pueden transmitir, si no se toman medidas preventivas, a la tasa de cambio real. De esa forma, los cambios transitorios en los precios del petróleo pueden inyectar inestabilidad a la economía. Si además los gobiernos emprenden proyectos ineficientes de desarrollo con cargo a los recursos petroleros, el resultado puede ser que esa estrategia destructiva ocasione con el tiempo que la economía sea más vulnerable a la volatilidad de los precios del petróleo en presencia de imperfecciones en los mercados de capital (Hausman y Rigobon, 2003).

La importancia del sector depende de los niveles de ingresos obtenidos por esta actividad, derivados de la producción de crudo y los precios internacionales y de los vínculos mencionados de la actividad con el resto de la economía. En el Cuadro 3 se observa cómo el valor de la producción de petróleo aumentó a lo largo de la década anterior en una progresión que se interrumpe solo en 2009 como consecuencia de la crisis internacional y retoma su impulso en los años siguientes. Como ya se mencionó, el aumento en el valor producido de petróleo fue resultado principalmente del aumento en la cotización internacional de este bien acompañado de un incremento en los niveles de producción.

En efecto, se observa en el Gráfico 13 que como consecuencia del aumento en el valor de la producción petrolera la participación del petróleo en el PIB aumentó hasta alcanzar 5% en 2010. Hay que tener en cuenta que esta cifra estaba disminuyendo desde el pico alcanzado en 1999 (7%), registro de todas formas afectado por la crisis de

la economía en ese año, y llegó a alcanzar su punto más bajo en 2007 (3%). Este desempeño se ha acompañado de un aumento del petróleo en la participación del PIB del petróleo en el PIB minero con registro de 71% en 2010.

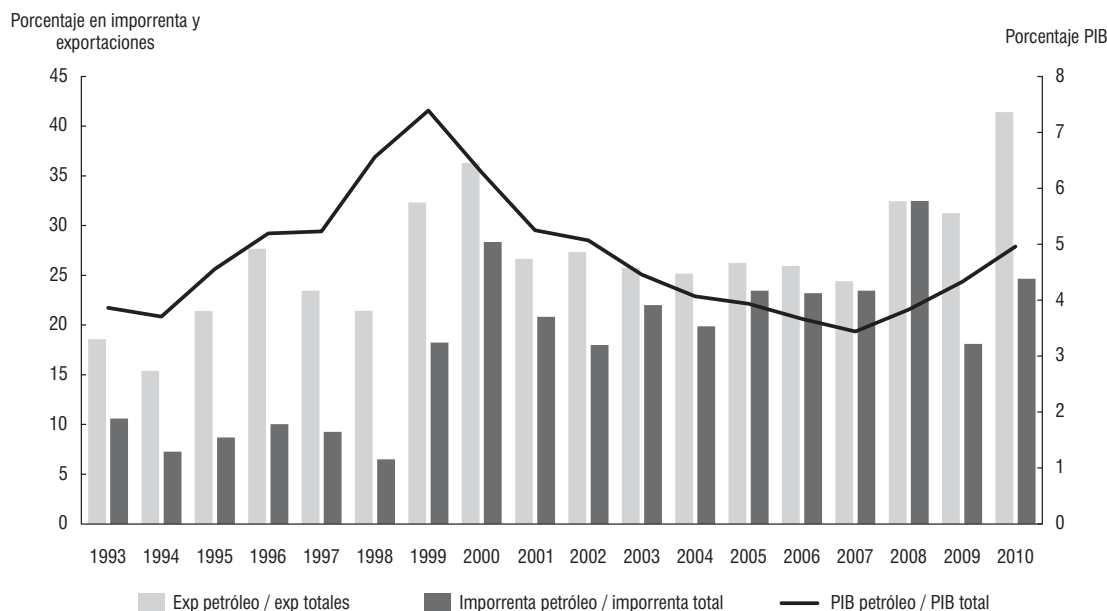
Cuadro 3
Valor y cantidad de la producción nacional de crudo y precio de venta

Año	Producción total (BD)	Precio de venta USD por barril	Valor de la producción USD miles de millones
1994	454.000	17	2.742
1995	585.000	16	3.511
1996	626.100	21	4.743
1997	653.600	19	4.418
1998	754.500	13	3.488
1999	815.300	18	5.274
2000	687.100	29	7.220
2001	604.400	24	5.261
2002	577.870	24	5.108
2003	541.300	29	5.737
2004	528.400	37	7.201
2005	525.900	50	9.557
2006	528.200	58	11.232
2007	531.444	66	12.846
2008	587.700	90	19.342
2009	670.594	57	13.858
2010	785.401	73	20.964
2011	913.000	99	33.118

Fuente: Ecopetrol, Upme-ANH y cálculos de los autores.

Por la misma razón, a finales de la década anterior la participación de las exportaciones petroleras ha estado creciendo dentro del total de las exportaciones colombianas, así como la importancia de los ingresos recaudados por la nación por cuenta del impuesto de renta derivado de esa actividad.

Gráfico 13
Importancia del petróleo en Colombia



Fuente: cálculos propios basados en DANE, DIAN y Banco de la República.

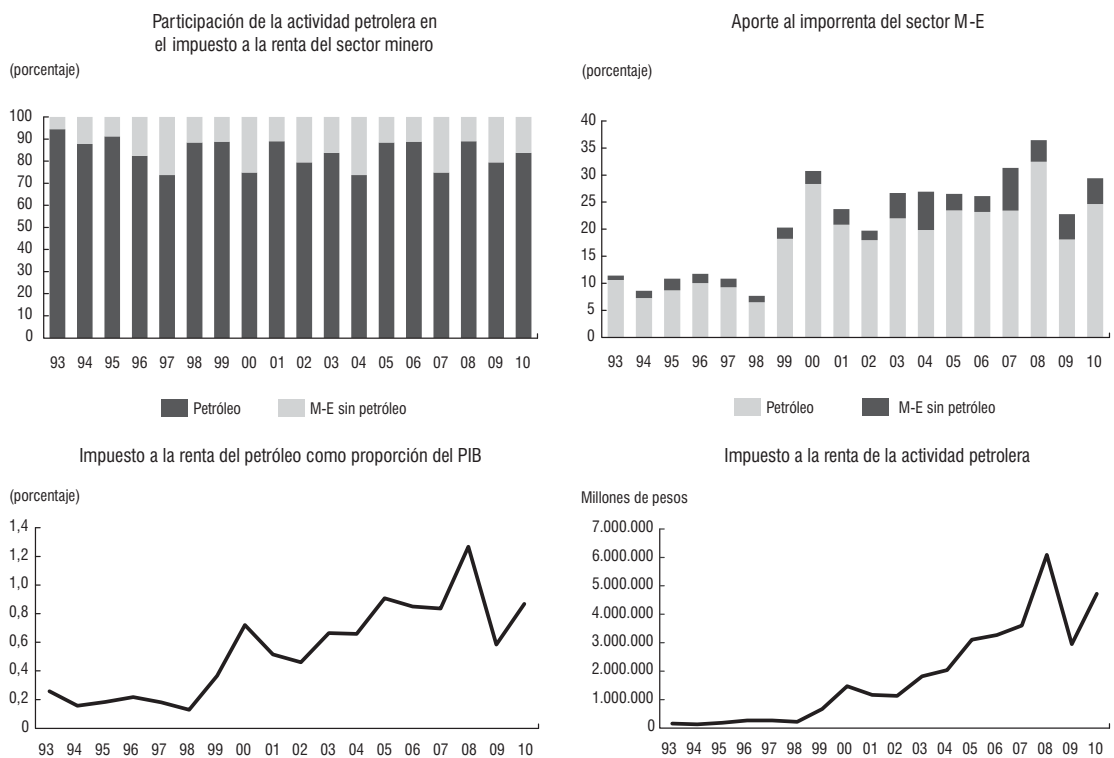
6.2. Importancia del petróleo para el sector público

La principal preocupación para un país petrolero, desde un punto de vista fiscal, es la volatilidad de los precios de ese producto, por el efecto que puede tener sobre los ingresos fiscales. Si la dependencia de un país por los ingresos del petróleo es muy elevada, las consecuencias pueden causar, en el largo plazo, una reducción de su crecimiento. Sin embargo, la dependencia por los ingresos generados por el petróleo va a depender de varios factores, a saber: el peso del petróleo en los ingresos fiscales y en las exportaciones, el estado de desarrollo del sector petrolero, la posición fiscal de los gobiernos y la eventual presencia de empresas estatales en la producción (Davis, Ossowski y Fedelino, 2003).

Acerca del primer aspecto, ya el Gráfico 13 da una primera mirada. Tanto en exportaciones como en ingresos de renta, en los últimos tres años se observa un crecimiento importante de la participación del petróleo. Además del impuesto de renta, el Gobierno recauda también el impuesto de patrimonio y el de ventas que pagan Ecopetrol y las empresas petroleras que operan en el país. Además, recibe una parte sustancial de los dividendos de Ecopetrol y recauda parte de los impuestos sobre el consumo de combustibles, como el IVA y el arancel. Al tiempo, desde 2008 asume de manera explícita el subsidio a la gasolina, el cual antes se descontaba de las utilidades de la empresa estatal (Rincón, Lozano y Ramos, 2008). Por otro lado, la ya citada Ley 141 de 1994 reglamentó, hasta la entrada en vigencia de la nueva ley, el derecho que tiene el Estado y sus entidades territoriales para cobrar regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables.

El Gráfico 14 muestra un poco más al detalle el comportamiento del impuesto de renta proveniente de la actividad petrolera. En general, la estabilidad en la cantidad producida combinada con unos niveles de precio alto causó un incremento de la importancia del petróleo. Se observa en el gráfico cómo los ingresos de renta por petróleo aumentaron su participación en el PIB y para el año 2008 alcanzaban cerca de un 1,3% de participación (panel inferior izquierdo). La tendencia ascendente se interrumpió en 2009 por la crisis mundial, pero el año siguiente la relación parece de nuevo alcanzar los niveles precrisis. En todo caso los paneles superiores subrayan cómo el sector minero aporta en la década de 2000 no menos del 20% del impuesto a la renta total, con un pico en 2008 cuando alcanza cerca del 36% (panel superior derecho). De esos ingresos mineros por impuesto de renta, el petróleo ha sido históricamente el principal aportante. Para los tres últimos años disponibles, la participación del impuesto de renta del petróleo con relación al minero fue cercana al 80%.

Gráfico 14
Impuesto a la renta sobre la actividad petrolera

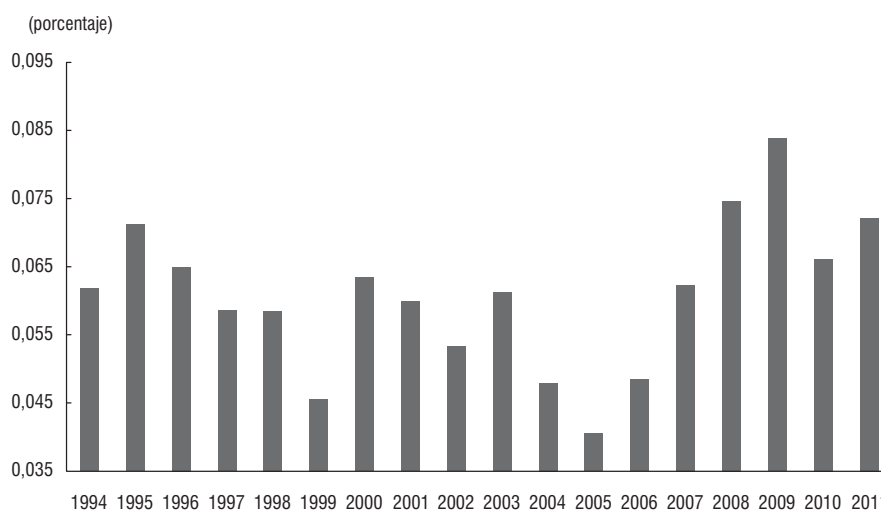


Fuente: cálculos propios basados en información de la DIAN y Banco de la República (DANE).

La suma del arancel recaudado sobre las importaciones de bienes con destino a la actividad petrolera y del impuesto al valor agregado (IVA) presenta un patrón de comportamiento un poco diferente al de los indicadores mencionados antes. La razón es la magnitud que tienen las importaciones de bienes de capital para las actividades de exploración, las

cuales aumentaron de manera importante después que se adjudicaron las nuevas rondas en el marco del contrato de concesión de la ANH. Por esa razón, en el Gráfico 15 se observa a partir de 2006 un incremento significativo de los ingresos por estos rubros, el cual va a alcanzar su punto más alto en 2009, año en el cual la crisis internacional en curso afectaba a los otros rubros. La reducción posterior en esos ingresos de todas maneras permite que el indicador se mantenga a niveles relativamente altos, dada la historia de la serie.

Gráfico 15
Arancel e IVA externo sector petróleo/PIB



Fuente: cálculos propios basados en datos del DANE, la DIAN y el Banco de la República.

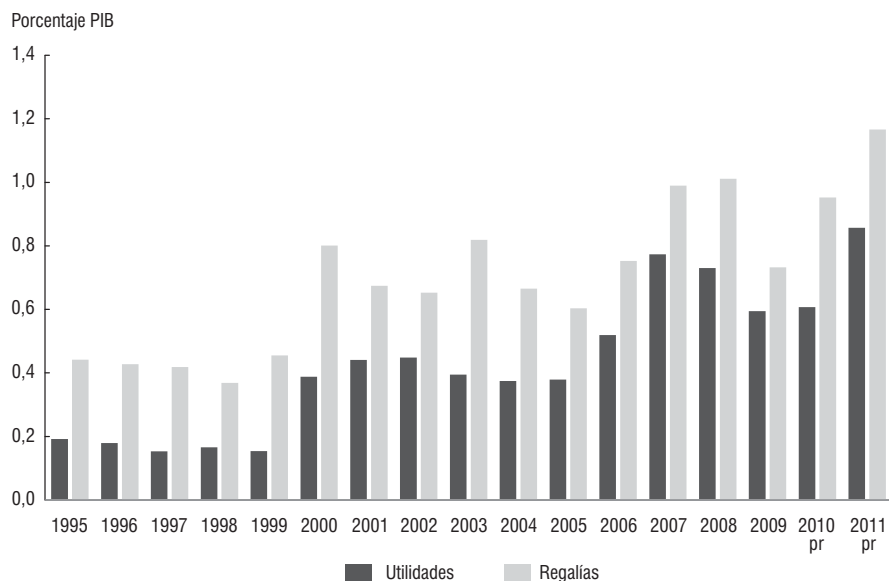
El incremento en el valor producido de crudo también causó un aumento de los ingresos de Ecopetrol²⁶. Esta situación, aunada a un crecimiento moderado de los gastos, produjo un fortalecimiento de la situación financiera de la empresa (Rincón *et al.*, 2008). En esas condiciones, los dividendos girados a la nación relativos al PIB subieron a principios de la década del 2000 a alrededor del 0,4% (Gráfico 16). En la segunda mitad de la década, la relación mencionada alcanzó el 0,78 en 2007 y 2008, reduciéndose de nuevo con la crisis en el año siguiente. Hay que tener en cuenta, además, que durante 2008-2010 los recursos del FAEP acumulados por Ecopetrol se giraron al Gobierno nacional.

Con el aumento en los recursos provenientes del petróleo crecieron de manera simultánea el recaudo de renta, el IVA externo, los aranceles por importación de maquinaria y los dividendos girados a la nación por Ecopetrol (Gráfico 16). Al mismo tiempo se le transfirió al Gobierno una importante cantidad de recursos provenientes del FAEP. Para el total se estima que los ingresos asociados al choque petrolero permitieron que la

26 En 2007 también Ecopetrol recibió ingresos por la liquidación y venta de Ecogas que alcanzaron el 0,6% del PIB.

participación de esos ingresos sobre el PIB aumentara, pasando de alrededor de 1,2% en 2003 a cerca de 1,5% en 2010. Si se agregan los ingresos por FAEP, esta cifra puede aumentar hasta 1,6 del PIB.

Gráfico 16
Utilidades Ecopetrol y regalías sector petrolero



pr: Provisional

Fuentes: elaboración propia a partir de datos de Ecopetrol, ANH y Banco de la República.

Hay que precisar que en el cálculo de los ingresos tributarios petroleros no se han tenido en cuenta dos rubros importantes. En primer lugar, se deja por fuera el impuesto al patrimonio que se cobró en esos años, en razón de su carácter transitorio. Por otro lado, tampoco se han tenido en cuenta las regalías causadas. La explicación se encuentra en que, como se afirmó arriba, las regalías no corresponden técnicamente a un tributo. Es claro, sin embargo, que estas son un recurso cada vez más importante con el que cuenta el Estado colombiano y que ha venido creciendo como proporción del PIB en la medida en que aumenta la importancia del sector minero energético en la economía (Gráfico 13). Si bien las regalías provenientes de otros productos mineros han ganado importancia desde hace poco tiempo, las que genera el petróleo todavía representan un 80% del total.

Del gráfico se colige que el choque petrolero positivo que se dio en la década de 2000 aumentó la razón de las regalías como proporción del PIB. En la década de los noventa del siglo pasado este indicador se situaba en promedio alrededor del 0,4% del PIB; desde 2000 se observa un aumento de él con un pico en 2008 de un 1%. Estos recursos, en el anterior esquema de distribución de regalías, se giraban en su mayoría a las regiones (68%) y el resto se destinaba al Fondo Nacional de Regalías.

Si bien el Gobierno nacional y las entidades territoriales aumentaron sus ingresos provenientes del petróleo, estos habrían podido ser más altos si no se hubieran otorgado

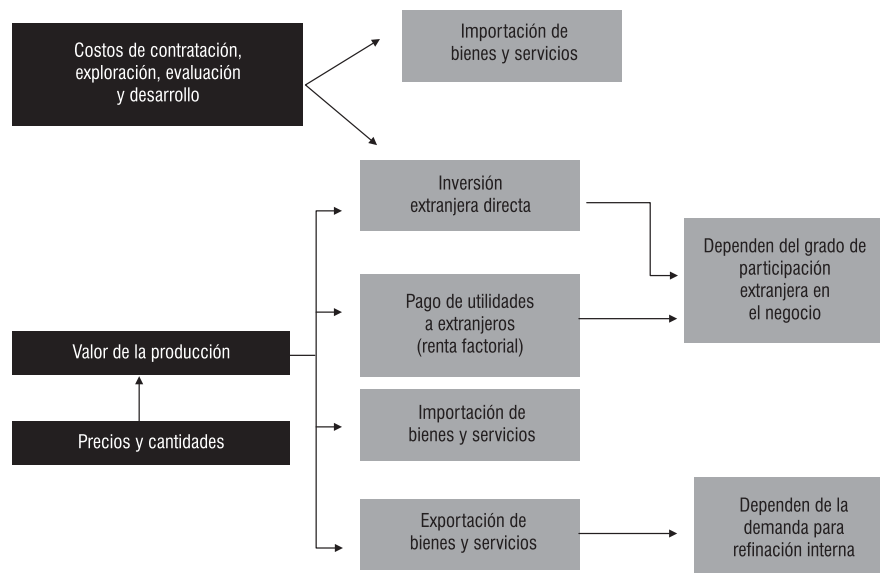
deducciones como aquella por inversión en activos fijos. Como un ejemplo de cuánto pudo haber perdido el Gobierno por esa razón, se puede tener en cuenta que el costo fiscal para la minería (no existe desagregación para el petróleo) llegó a alcanzar un 35,1% del total calculado para 2009, correspondiente a ese rubro, y que equivale a 3.960 miles de millones de pesos (Parra, Albarracín y Sierra, 2010).

6.3. Efecto de la actividad petrolera sobre el sector externo colombiano

Uno de los efectos más visibles de la actividad petrolera sobre una economía se da mediante su sector externo. El efecto en el sector externo colombiano depende sobre todo del ciclo de cada una de las etapas de la cadena de producción de crudo, la demanda interna de combustibles, la participación extranjera en el negocio, la producción obtenida y los precios internacionales. La dinámica de estas variables afecta la evolución de las exportaciones e importaciones de bienes y servicios y las utilidades obtenidas por las empresas extranjeras. En conjunto, estas últimas determinan el comportamiento de la cuenta corriente. A su vez, los movimientos de capital (cuenta financiera) registran la financiación extranjera que llega al sector, por lo general mediante inversión directa.

Como se señala en el Diagrama 6, en las etapas de contratación, exploración, evaluación y desarrollo se requieren grandes niveles de inversión. En una economía como la colombiana, con restricciones de tecnología y capital, la participación de la inversión extranjera en estas etapas del negocio ha sido muy importante y, por tanto, la dinámica de cada una de estas etapas se asocia a cambios en los niveles de la inversión extranjera directa (IED).

Diagrama 6
Cadena del petróleo y su impacto en el sector externo colombiano



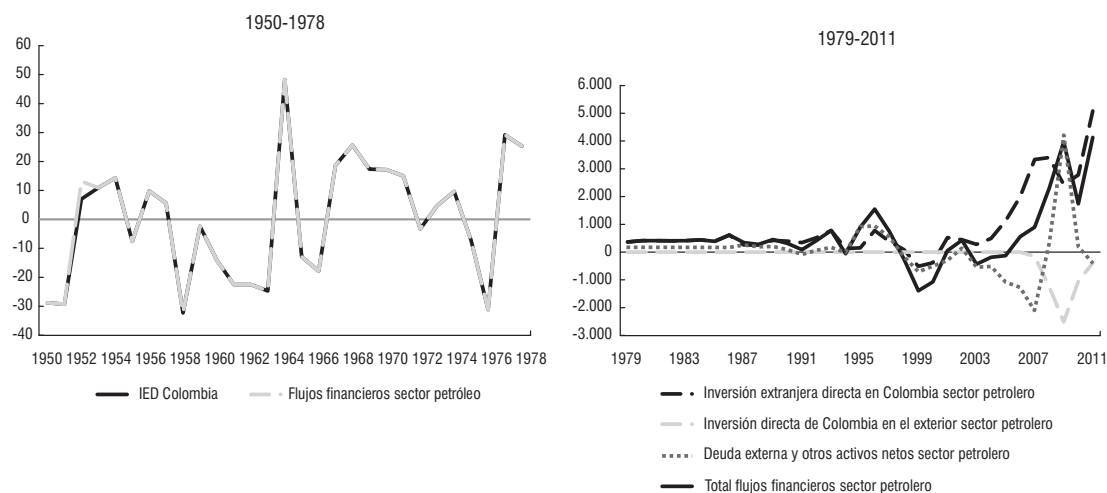
Fuente: elaboración propia.

La fase de producción, por su parte, requiere insumos y servicios nacionales e importados que se traducen en nuevas entradas de capital por IED. Además, las variaciones en la producción y los precios internacionales modifican las exportaciones nacionales, dada una demanda de crudo para refinación interna. Por último, se giran al exterior utilidades a los inversionistas extranjeros, según su participación en el negocio.

6.3.1. Financiación externa del sector petrolero y su efecto sobre las cuentas externas

La actividad petrolera es intensiva en el uso de capital y de tecnología; la escasez relativa de estos recursos en la economía colombiana explica la necesidad de acudir a la financiación externa para su desarrollo. Cabe señalar que la dependencia del capital externo se atenúa en la medida en que aumenta la inversión de capital nacional, lo que ha ocurrido con el fortalecimiento financiero de Ecopetrol. Esta financiación externa ha llegado al país principalmente bajo la modalidad de IED (Gráfico 17) y por ello el efecto inicial de la actividad petrolera sobre las cuentas externas ha ocurrido por medio del ingreso de flujos de capital por dicho concepto. Estos recursos ingresan como divisas y/o como importación de bienes y servicios, y se utilizan en cada una de las etapas de producción del petróleo. La modalidad de deuda externa como fuente de financiación se ha utilizado poco y por empresas nacionales para eventos específicos.

Gráfico 17
Flujos de capital del sector petrolero: principales componentes

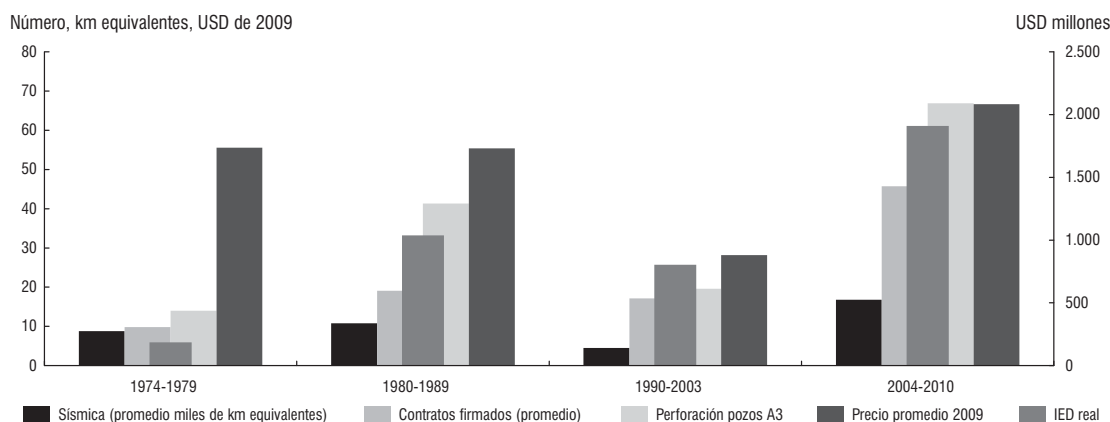


Fuente: cálculos propios con base en balanza de pagos, Banco de la República.

Las entradas de capital extranjero bajo la forma de IED están impulsadas principalmente por el comportamiento del precio internacional y las reglas de juego establecidas en el marco contractual y legal con el que opera el sector privado. El nivel de IED se refleja

básicamente en la dinámica de la actividad exploratoria, que cubre la ejecución de estudios sísmicos y la perforación de pozos exploratorios (denominados A3). Además se reciben recursos extranjeros para el montaje de la infraestructura de transporte y de producción (Gráfico 18).

Gráfico 18
Indicadores de la actividad exploratoria y flujos de inversión extranjera directa



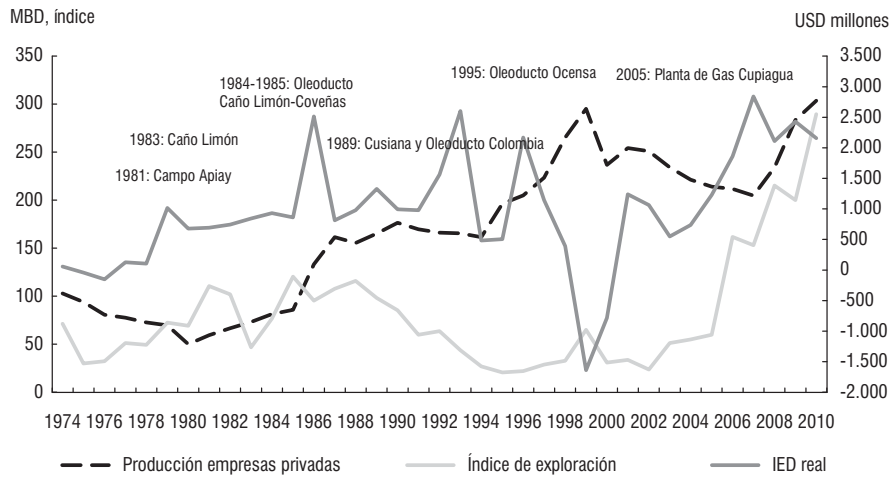
Fuente: cálculos propios con base en balanza de pagos, Banco de la República; Estadísticas industria petrolera, Ecopetrol; Informe estadístico petrolero, ACP.

El Gráfico 19 muestra cómo en la segunda mitad de los años setenta el flujo de capital externo invertido en el sector petrolero del país fue bajo, a pesar de una coyuntura petrolera internacional de precios altos. La incertidumbre que llevó a esto se resolvió solo hasta finales de 1976 (Isaza, 1982), y con una tendencia creciente de los precios internacionales aumentaron los flujos de inversión en los años ochenta. En ese período, la IED financió una creciente actividad exploratoria, el desarrollo de la infraestructura de transporte (oleoductos Caño Limón-Coveñas y Colombia) y de producción. La mayor exploración se tradujo en los hallazgos más importantes en la historia petrolera del país.

En la segunda mitad de los años noventa el flujo de IED presentó una tendencia decreciente y a finales de este período se registraron salidas de capital (Gráfico 20). El descenso del capital externo ocurrió en un contexto de bajos precios del petróleo, reducida actividad exploratoria y aumento en los niveles de reembolsos de capital de las filiales a sus casas matrices, originado por el fuerte aumento de la producción²⁷. Cabe señalar que los recursos que se recibieron entre 1994 y 1997 se utilizaron principalmente en el desarrollo de los campos de Cusiana y Cupiagua y el Oleoducto Central de Colombia (Ocensa).

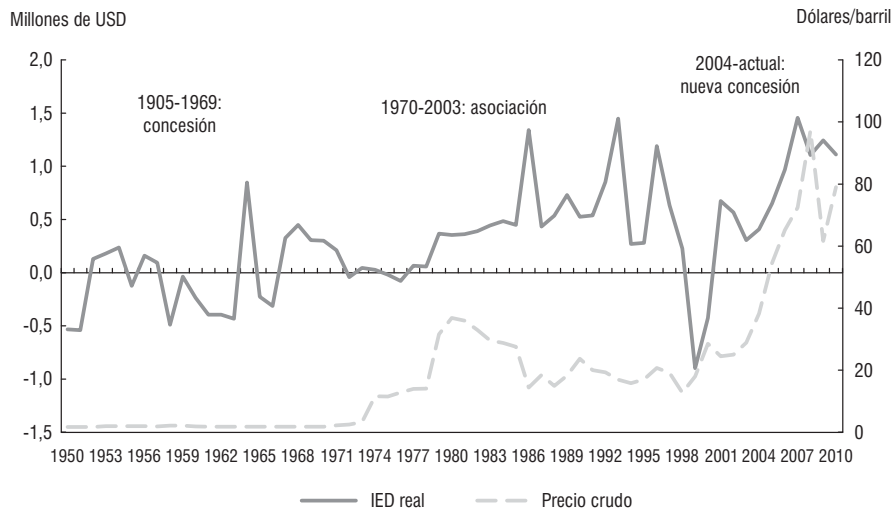
27 En general, las salidas de capital por IED en la actividad petrolera se explica porque los ingresos de nueva inversión no alcanzaron a compensar los reembolsos de capital al exterior, originados en los altos volúmenes de producción y de exportación asociados casi siempre con la madurez productiva del campo Caño Limón.

Gráfico 19
Índice de exploración empresas privadas, volumen de producción privada y flujos de IED



Fuente: cálculos propios con base en balanza de pagos, Banco de la República; Estadísticas industria petrolera, Ecopetrol; Informe estadístico petrolero, ACP.

Gráfico 20
Flujos netos de inversión directa en petróleo, entorno institucional y precios internacionales



Fuente: cálculos propios con base en balanza de pagos, Banco de la República; Estadísticas industria petrolera, Ecopetrol; Informe estadístico petrolero, ACP.

Los cambios regulatorios de la década anterior y el fuerte crecimiento de los precios internacionales del crudo en el período impulsaron los flujos de IED, la actividad exploratoria y el ritmo de producción y exportación petrolera en la primera década de este siglo. Los

recursos obtenidos del exterior se han utilizado especialmente en el aumento continuo de la actividad sísmica, perforación de pozos exploratorios y de desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías extractivas que aumentaron los niveles de producción incremental.

Las crecientes inversiones foráneas recibidas por la actividad petrolera han constituido una fuente importante de financiación externa del país. Entre 2000 y 2011, los flujos de IED recibidos se convierten en la principal fuente de financiación externa al representar el 63% de los pasivos totales de la cuenta financiera de la balanza de pagos, y entre ellos los dirigidos al sector petrolero ascienden al 30% del total.

6.3.2. Producción de petróleo y su efecto sobre las cuentas externas

En la etapa productiva se amplifican los efectos del sector petrolero sobre el sector externo al abarcar mayor número de variables externas. En esta fase los efectos de la actividad petrolera se dan sobre la cuenta corriente por medio de las exportaciones e importaciones de bienes y servicios (exportaciones de petróleo, derivados y gas e importaciones de equipo, derivados y servicios técnicos) y el pago de renta factorial vinculada a las inversiones extranjeras en el sector. La magnitud y la tendencia de los efectos sobre la cuenta corriente de la balanza de pagos varían de acuerdo con el comportamiento de la producción exportable, los precios internacionales del crudo, la demanda interna de crudo y la participación relativa de las empresas nacionales en las cantidades producidas y exportadas en comparación con la de aquella de las empresas con capital extranjero²⁸.

En el caso de las exportaciones, que generan cerca del 100% de los ingresos externos corrientes originados en la actividad petrolera, hay que recordar que en los años treinta del siglo pasado el petróleo llegó a tener una participación de 40% en el valor total exportado por la baja capacidad de refinación local y el aumento de la producción. Posteriormente, esta razón disminuyó y mantuvo durante buena parte del siglo xx un valor promedio del 10%. Este registro comenzó a aumentar de nuevo hacia finales de la década de los ochenta con los descubrimientos de Caño Limón y Cusiana.

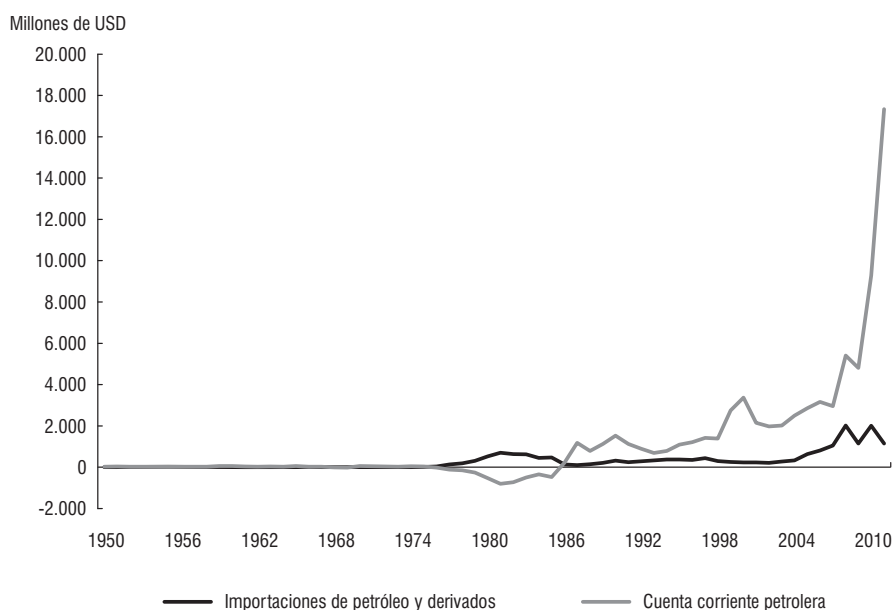
Tras alcanzar el mayor nivel de producción en 1999 y por ende también del volumen exportado, la producción descendió de manera importante, disminuyendo en tan solo tres años hasta 541 kbd en 2003. Esta situación, sumada a los bajos precios internacionales, redujo la importancia relativa de las ventas externas de petróleo en el valor total exportado, cayendo de 36% en 2000 a 25% en 2004. Como ya se describió, desde 2005 el valor exportado de crudo se ha aumentado de manera sustancial en razón al fuerte aumento de la cotización internacional y la ampliación de su producción, lo cual se ha traducido en mayor participación de estas exportaciones en el valor total exportado, con una participación de 44% en 2011.

28 Mayor participación extranjera implicaría niveles más elevados de egresos corrientes por utilidades en relación con las exportaciones observadas. Si el crecimiento de la producción y de las exportaciones obedece a la actividad desarrollada por las empresas de capital nacional, el efecto neto sobre la cuenta corriente es positivo, ya que el aumento en las exportaciones será mucho mayor que el cambio en los egresos por utilidades realizados por las empresas con capital extranjero.

En cuanto a la estructura de los egresos corrientes petroleros, esta se concentra en su mayoría en el pago de utilidades por concepto de uso del capital por inversión extranjera directa. También, aunque en menores magnitudes, se generan pagos al exterior por concepto de importaciones de bienes y servicios técnicos especializados. La dinámica de estos en los últimos años presenta un comportamiento similar al observado en las exportaciones. El crecimiento continuo de los egresos en la última década estuvo vinculado principalmente con las mayores utilidades obtenidas por las empresas extranjeras, impulsadas por el aumento del precio de exportación y la producción. De acuerdo con los datos reportados en la balanza de pagos en los últimos cinco años, se estimaron egresos por utilidades promedio al año de USD 3.200 millones, de los cuales cerca de la mitad fue causado por las empresas extranjeras productoras y exportadoras de petróleo. En 2011 se registraron por giro de utilidades USD 5.320 millones, que correspondieron a las empresas extranjeras que operan en el sector. También aumentaron, aunque en menores magnitudes, las importaciones de bienes y servicios técnicos especializados requeridos.

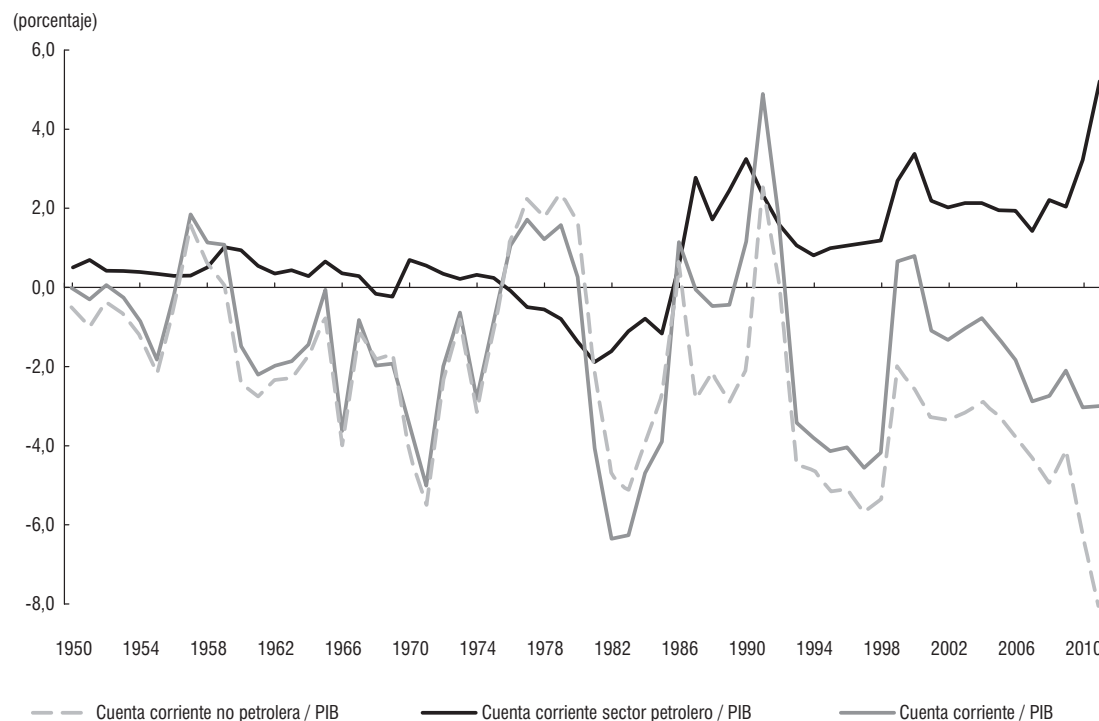
La cuenta corriente es el resultado neto de la diferencia entre los ingresos y egresos antes descritos. En general, desde 1950 los resultados de la cuenta corriente petrolera han sido positivos durante la mayor parte del período examinado, excepto entre 1977 y 1986, cuando el país se convirtió en importador neto de petróleo y derivados para atender su demanda interna (Gráfico 21). Los resultados positivos de las operaciones corrientes de esta actividad, en especial en la última década, han compensado de manera parcial el creciente déficit corriente del resto de la economía (Gráfico 22).

Gráfico 21
Importaciones de petróleo y derivados, y cuenta corriente petrolera



Fuente: cálculos propios con base en balanza de pagos, Banco de la República.

Gráfico 22
Cuenta corriente en términos del PIB: sector petrolero, resto de sectores y total



Fuente: cálculos propios con base en balanza de pagos, Banco de la República.

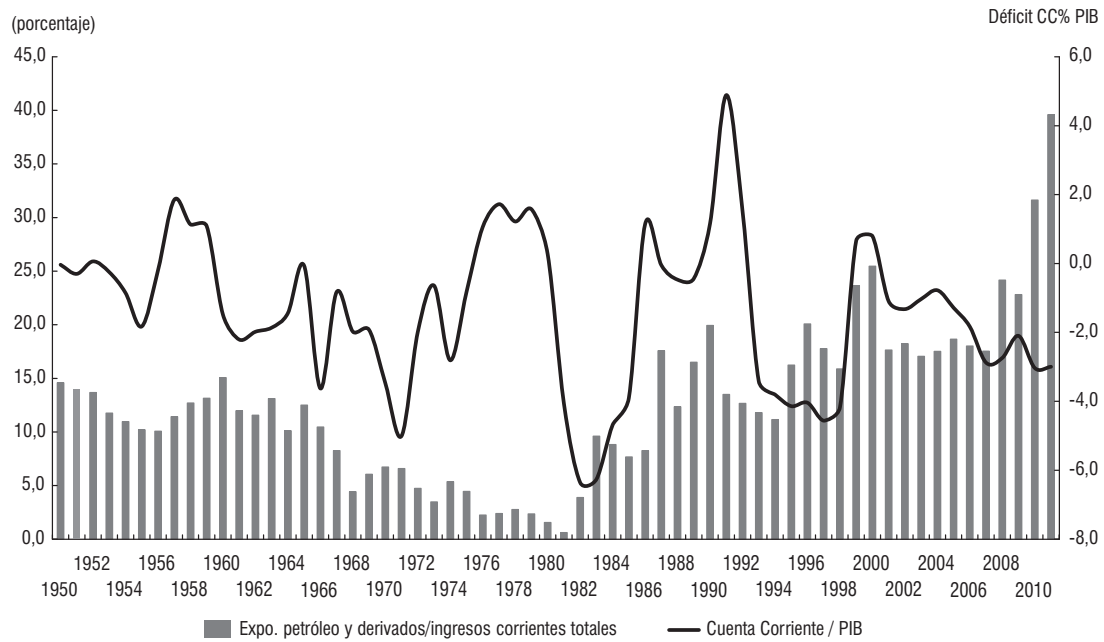
Cabe subrayar que el efecto amortiguador de las transacciones externas del sector petrolero en el contexto de la cuenta corriente de la balanza de pagos ha sido creciente y se relaciona de manera directa con el aumento de la importancia relativa de las exportaciones de petróleo y derivados sobre el total exportado. Ha contribuido a este resultado la creciente participación de Ecopetrol en la actividad de exploración y producción gracias a los cambios institucionales que le permitieron fortalecerse en los aspectos financiero y de inversión, lo cual se sumó al comportamiento de los precios y de la producción mencionados (gráficos 23 y 24).

El Cuadro 4 desagrega la relación entre la cantidad producida y exportada de crudo por tipo de empresa (capital nacional y extranjero), las utilidades obtenidas por las empresas extranjeras, el precio implícito de exportación y la cuenta corriente del país, la del sector petrolero y la del resto de la economía. El balance corriente de esta actividad depende de las cantidades exportadas y del comportamiento del precio de venta del crudo que afecta los ingresos por exportaciones y el monto de las utilidades de las empresas extranjeras.

Los resultados recientes muestran un aumento simultáneo de los precios de venta y de las cantidades exportadas del crudo, impulsando fuertemente los ingresos por exportaciones y ampliando el superávit corriente de la actividad petrolera hasta alcanzar el 5,2% del PIB en 2011, mientras que el resto de la economía ha profundizado su déficit corriente. Por su parte, en los primeros años de la década pasada la reducción del superávit

Gráfico 23

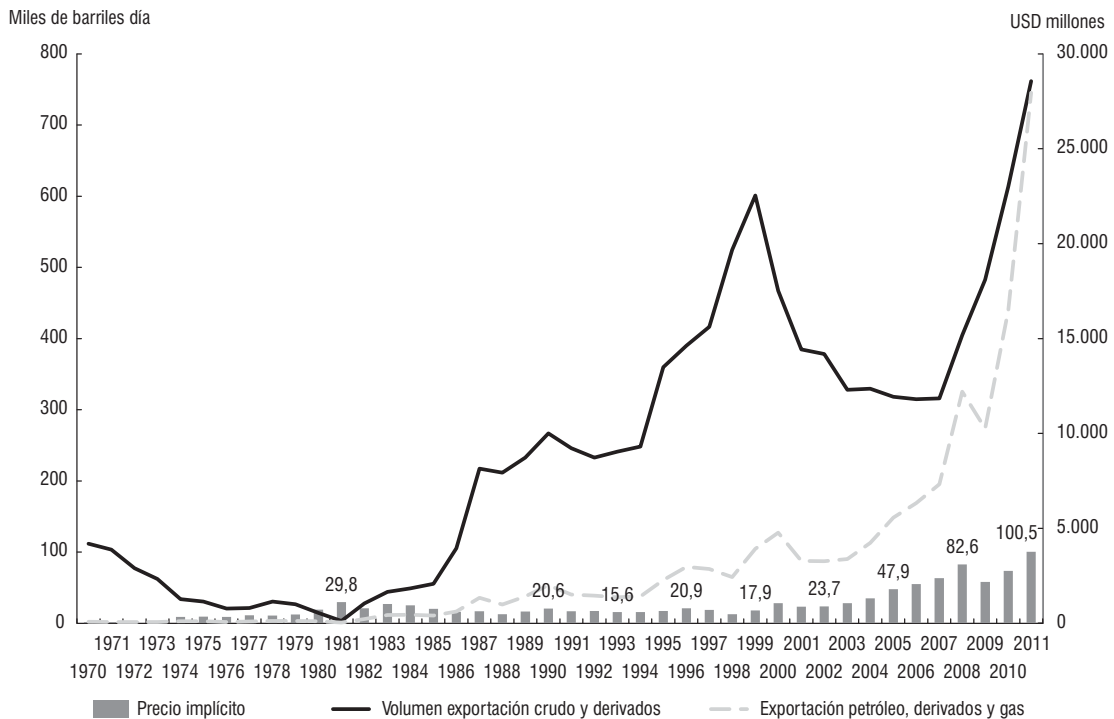
Importancia relativa de las exportaciones de petróleo y derivados en los ingresos corrientes de la balanza de pagos y déficit en cuenta corriente



Fuente: balanza de pagos, Banco de la República.

Gráfico 24

Ingresos por exportación de petróleo, volumen exportado y precios internacionales



Fuente: balanza de pagos, Banco de la República.

Cuadro 4
Producción, exportación de crudo y cuenta corriente: Ecopetrol y empresas privadas

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
País												
Producción de crudo	687.100	604.400	577.870	541.300	528.400	525.900	528.200	531.444	587.700	670.594	785.401	915.270
Exportación de crudo	366.668	301.312	297.152	237.376	222.696	224.215	216.567	230.934	292.236	386.123	507.800	640.746
Exportación/producción	53%	50%	51%	44%	42%	43%	41%	43%	50%	58%	65%	70%
Ecopetrol												
Producción de crudo	450.400	350.000	327.000	307.200	307.000	311.700	316.400	326.641	353.417	387.197	481.812	569.752
Exportación de crudo	157.600	125.758	116.686	74.028	71.477	79.148	80.713	96.456	151.647	234.843	312.774	416.571
Producción/Total país	66%	58%	57%	57%	58%	59%	60%	61%	60%	58%	61%	62%
Exportaciones/Total país	43%	42%	39%	31%	32%	35%	37%	42%	52%	61%	62%	65%
Exportación/producción Ecopetrol	35%	36%	36%	24%	23%	25%	26%	30%	43%	61%	65%	73%
Privadas												
Producción	236.700	254.400	250.870	234.100	221.400	214.200	211.800	204.803	234.283	283.397	303.589	345.518
Exportaciones	209.068	175.554	180.466	163.348	151.219	145.067	135.854	134.478	140.590	151.280	195.026	224.176
Producción/Total	34%	42%	43%	43%	42%	41%	40%	39%	40%	42%	39%	38%
Exportaciones/Total	57%	58%	61%	69%	68%	65%	63%	58%	48%	39%	38%	35%
Exportación/producción privadas	88%	69%	72%	70%	68%	68%	64%	66%	60%	53%	64%	65%
Precio implícito de exportación crudo (US\$/barril)	28,0	23,4	23,7	28,3	35,1	47,9	55,1	63,5	82,6	58,2	73,6	100,5
Utilidades/PIB	0,9%	0,5%	0,7%	0,9%	1,0%	1,2%	1,3%	1,2%	1,7%	1,1%	1,3%	1,6%
Cuenta corriente total/PIB	0,8%	-1,1%	-1,3%	-1,0%	-0,8%	-1,3%	-1,8%	-2,9%	-2,7%	-2,1%	-3,0%	-3,0%
Cuenta corriente petrolera/PIB	3,4%	2,2%	2,0%	2,1%	2,1%	2,0%	1,9%	1,4%	2,2%	2,0%	3,2%	5,2%
Cuenta corriente no petrolera/PIB	-2,6%	-3,3%	-3,3%	-3,2%	-2,9%	-3,2%	-3,8%	-4,3%	-5,0%	-4,1%	-6,3%	-8,2%

Fuente: cálculos propios con base en Estadísticas Ecopetrol y balanza de pagos, Banco de la República.

se originó tanto en la disminución de las cantidades exportadas de crudo como en su precio de exportación. También se han dado eventos en los cuales la variación de la producción petrolera y del nivel de precios internacionales es inversa. Este fue el caso en 2009, cuando las cantidades exportadas aumentaron 32% y su precio de exportación se redujo anualmente 29,5%.

En el Gráfico 25 se presentan, en proporción del PIB, las operaciones corrientes netas del sector petrolero en su conjunto y por tipo de empresa. En general, entre 1994-2011, el balance corriente petrolero por tipo de empresa es positivo, excepto desde el año 2007, cuando el superávit corriente fue impulsado exclusivamente por las transacciones corrientes realizadas por la estatal petrolera²⁹.

Gráfica 25
Cuenta corriente sector petrolero: empresas privadas y Ecopetrol en términos del PIB



Fuente: cálculos autores con base en balanza de pagos, Banco de la República y balanza de pagos petrolera, Montes, Beltrán, Pulido (2004).

29 A partir del fortalecimiento institucional de Ecopetrol y del mejoramiento de su capacidad financiera mediante la capitalización por venta de acciones, la empresa aumentó sus inversiones en exploración y explotación petrolera, incrementando su capacidad de producción y de refinación y por lo tanto de exportación de crudo y derivados.

El resultado negativo de las transacciones externas corrientes de las empresas privadas con capital extranjero registrado entre 2006 y 2010 se explica por el mayor crecimiento de los egresos corrientes frente a lo ocurrido con los ingresos por sus exportaciones. La tendencia creciente de los egresos se asocia sobre todo con el aumento de sus utilidades derivado de los mayores precios de venta y de las cantidades producidas. Por su parte, los ingresos por exportaciones, aunque han aumentado, lo hacen a un menor ritmo que los egresos corrientes debido a que una parte importante de la producción privada ha sido adquirida por Ecopetrol y por ello la totalidad de su producción no se traduce en exportaciones en la balanza de pagos (ingresos corrientes).

6.3.3. Balance externo global del sector petrolero

Al considerar la totalidad de las transacciones externas corrientes y financieras que desarrolla la actividad petrolera durante su cadena productiva, el resultado es en general positivo y creciente, excepto el período 1976-1985 (Gráfico 26). En estos años se pueden distinguir tres etapas: la primera, comprendida entre 1950 y 1975, en la que el balance global externo de las empresas petroleras fue positivo, aunque menor que el de la economía en su conjunto³⁰. La segunda, entre 1976 y 1985, abarca los años en los que el efecto externo del sector petrolero fue negativo mientras que las operaciones corrientes y de capital de la economía fueron positivas; en la tercera, entre 1986 y 2011, el efecto externo de la economía petrolera adquiere una importancia creciente y positiva que supera con amplitud la del conjunto de la economía.

En la última etapa, que abarca los años de 1986 a 2011, el balance externo petrolero de nuevo es positivo y se sitúa en un promedio de 2,5% del PIB, mientras que el balance global de la economía solo alcanza a representar, en promedio, el 0,9% del PIB. A diferencia de las etapas anteriores, cuando la magnitud del balance petrolero fue baja comparada con el balance externo global de la economía, a partir de la década de los noventa, gracias al desarrollo de los yacimientos petroleros de Cusiana (1989) y Cupiagua (1993), la construcción de la infraestructura de transporte del petróleo por oleoductos y el más alto crecimiento del valor de exportaciones petroleras —en especial las de Ecopetrol, que llegan a representar en los últimos años el 5,9% del PIB—, el flujo de transacciones externas petroleras supera con amplitud al del conjunto de la economía.

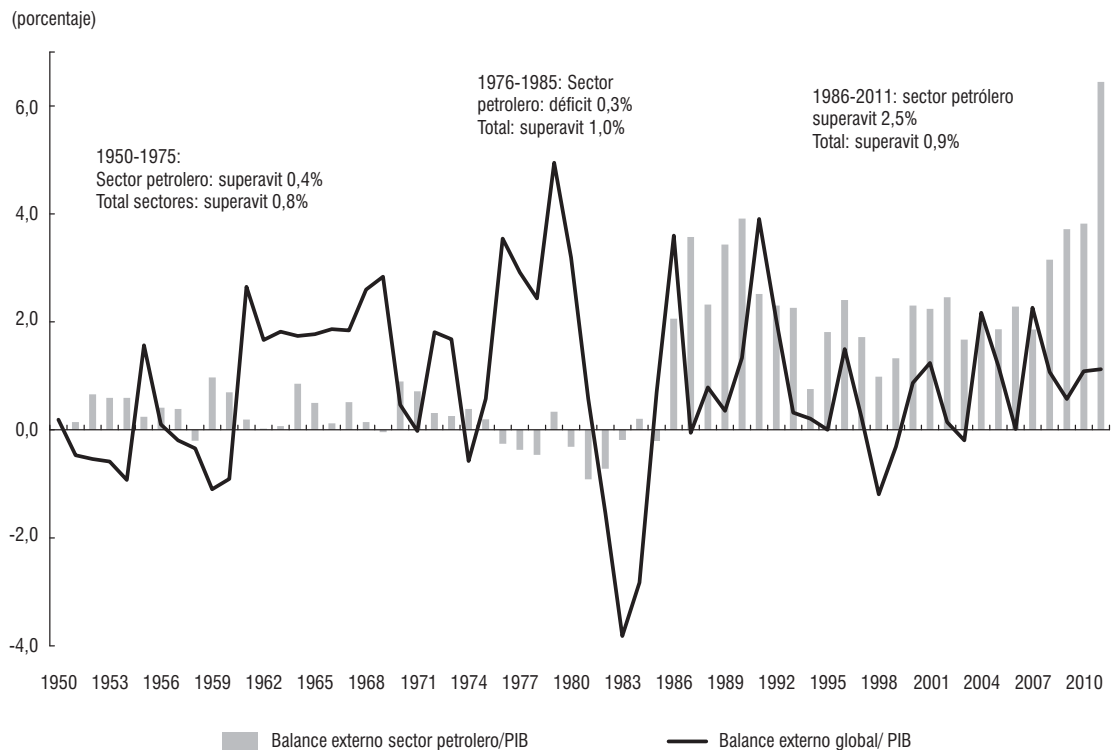
En esta última etapa, la combinación de factores favorables externos e internos que marcaron la economía petrolera a partir de 2004 dinamizó la inversión tanto nacional como extranjera en la actividad petrolera, lo que se ha traducido en una fuerte actividad exploratoria³¹ y ha permitido extraer recursos petroleros considerados antes no ren-

30 El balance global de la economía corresponde a la sumatoria de las operaciones corrientes y de capital, incluyendo errores y omisiones. Por tanto, el balance global de la economía equivale a la variación de las reservas internacionales.

31 Es así como mientras en 2004 la actividad sísmica de exploración abarcó 6.767 km equivalentes, en 2011 esta actividad se amplió a 23.963 km equivalentes.

tables en un escenario de precios bajos y el hallazgo de nuevos yacimientos petroleros³². Dado el crecimiento de la producción, se han elevado las exportaciones de crudo. Gracias a ello, las transacciones globales del sector petrolero arrojan un superávit creciente que se ha convertido en un elemento financiador del déficit externo del resto de sectores de la economía colombiana.

Gráfico 26
Balance global del sector petrolero y balance externo total en términos del PIB



Fuente: cálculos propios con base en balanza de pagos, Banco de la República.

6.3.4. Actividad petrolera y mercado cambiario

La actividad petrolera tiene un papel determinante en el mercado cambiario como oferente neto de divisas. La oferta neta se origina sobre todo en la monetización de los ingresos en divisas por IED y en el reintegro de recursos originados principalmente en las

32 La dinámica exploratoria también se ha acompañado del uso de nuevas tecnologías que facilitan la extracción de crudo de difícil acceso, con lo cual se ha podido elevar el nivel de reservas petroleras y por ende el volumen de producción. En este mismo período, las reservas aumentaron de 1.478 millones de barriles (mb) en 2004 a 2.259 mb en 2011, y la producción se incrementó de 528.400 barriles/día a 915.270 en 2011. A su vez, el volumen de exportaciones se elevó de 222.696 barriles día (bd) en 2004 a 640.746 bd en 2011, triplicando su valor inicial.

exportaciones de la estatal petrolera³³. El Cuadro 5 muestra la estimación de la oferta neta del sector petrolero y su composición por tipo de transacción cambiaria. Destaca el ritmo creciente de la oferta neta de divisas, la alta participación de la oferta neta por IED y en 2011, el alto valor de los reintegros provenientes de las exportaciones de las ventas externas de la estatal petrolera.

Cuadro 5
Impacto cambiario del sector petrolero

	2008	2009	2010	2011
1. Estructura de los flujos cambiarios (flujos netos)	4.432	7.270	6.868	16.242
Inversión extranjera directa (incluye renta)	4.160	4.372	4.660	7.646
Reintegros netos saldos cuentas en el exterior	242	3.104	2.359	8.613
Servicios y otros	30	-206	-152	-17

Fuente: cálculos propios con base en declaraciones de cambio, Banco de la República.

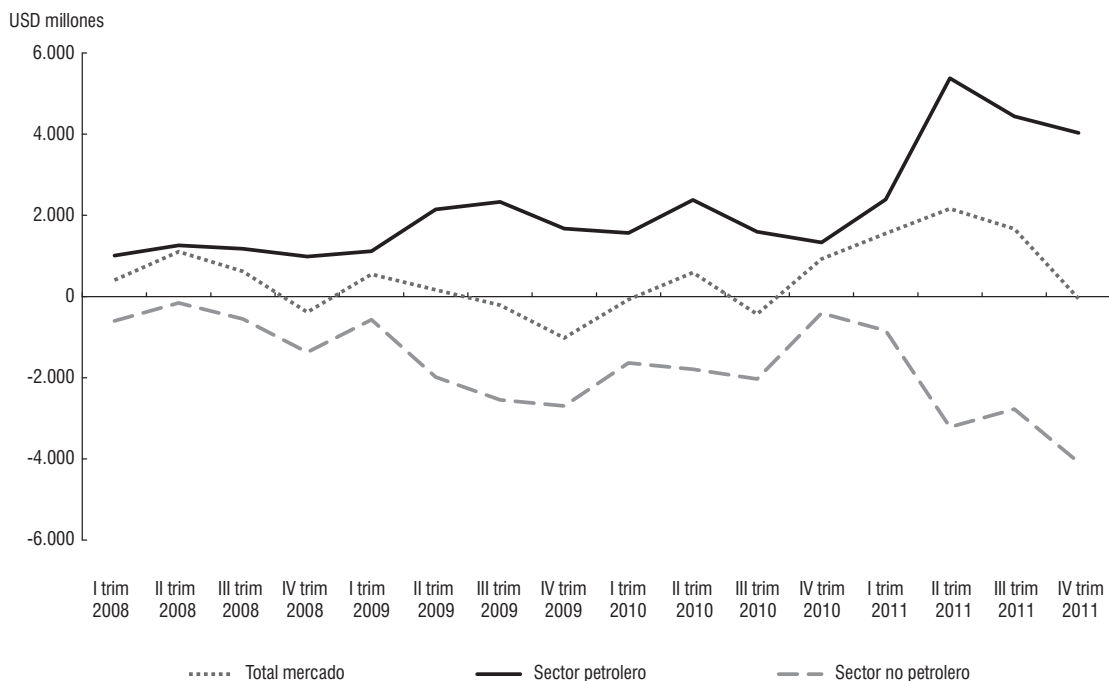
Como se aprecia en el Gráfico 27, en los años considerados la oferta de divisas del sector petrolero ha suplido de manera excedentaria la demanda del resto de los sectores. La excepción fue 2009, año en el cual la demanda de divisas del resto de los sectores superó la oferta del sector petrolero. También sobresale el hecho de que esta oferta neta de divisas sea creciente en el tiempo, elevando su promedio trimestral de USD 369 m en 2008 a USD 1.354 m en 2011.

Dado que entre 2008 y 2011, exceptuando 2009, la oferta neta de divisas proveniente del sector petrolero ha superado las necesidades de divisas del mercado, se observa que este exceso de oferta ha coincidido con un descenso en el promedio anual de la tasa de cambio nominal del peso frente al dólar de los Estados Unidos. El exceso de oferta cayó de USD 2.159 m en 2009 a USD 1.848 m en 2011, Gráfico 28.

33 Cabe señalar que los aportes en divisas recibidos por las compañías petroleras sucursales de empresas del exterior comprenden los recursos requeridos para financiar su capital de trabajo en moneda nacional, es decir, para atender gastos locales, ya que los gastos (aportes) en capital, bienes y tecnología los asume directamente la casa matriz en el exterior. Por su parte, las empresas con capital nacional como Ecopetrol, deben financiar una proporción mayor de su operación en moneda local y distribuir utilidades a los accionistas nacionales en pesos colombianos, lo que les obliga a reintegrar una proporción mayor de sus ingresos por exportaciones. A diferencia de Ecopetrol, las empresas sucursales distribuyen las utilidades generadas a sus inversionistas extranjeros mediante la exportación del petróleo, sin tener que demandar divisas en el mercado cambiario. Por ello, tanto en el caso de las empresas nacionales como de las sucursales, su actividad se traduce en una oferta neta de divisas en el mercado cambiario local.

Gráfico 27

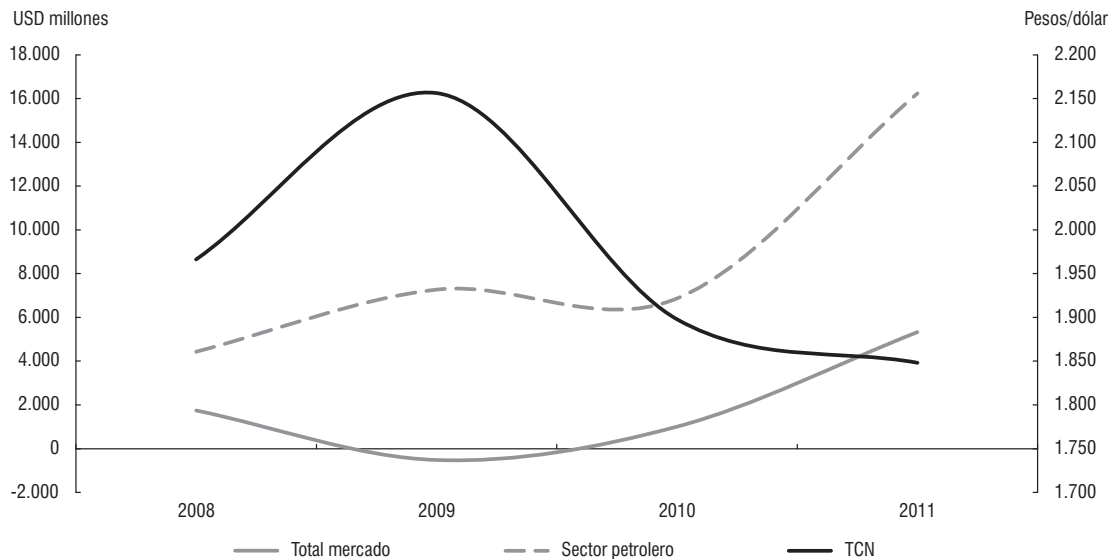
Oferta neta de divisas en el mercado cambiario: sector petrolero, sector no petrolero y total mercado



Fuente: cálculos propios con base en la balanza cambiaria, Banco de la República.

Gráfico 28

Oferta neta de divisas del mercado cambiario, del sector petrolero y tasa de cambio nominal



Fuente: cálculos propios con base en balanza cambiaria, Banco de la República.

7. TÉRMINOS DE INTERCAMBIO

Existe una amplia literatura que plantea la relación entre términos de intercambio³⁴ y actividad económica como una relación ambigua. Tal relación quiere decir que no es posible establecer *a priori* si la correlación es positiva, como se plantea con frecuencia, o si es negativa, como se ha encontrado en algunos países en desarrollo. Hay que tener en cuenta que en el marco teórico usual de tres bienes, uno de los resultados que se encuentra es que dicha relación puede ser nula o incluso negativa. Todo va a depender de qué tan plausibles sean los supuestos que se hagan para una economía particular y de la forma en que los mercados locales se ajusten a los choques externos (Hernández, 2011).

En la discusión sobre Colombia existen trabajos que muestran una relación positiva entre términos de intercambio y producto y los que postulan que dicha relación es negativa. Dentro de los primeros está el trabajo de Suescún (1997), que en su descripción de los hechos estilizados de la economía colombiana encuentra que el precio relativo del café en términos de los bienes importados es procíclico. Agénor, McDermott y Prasad (2000), por su parte, examinan para Colombia, Corea del Sur y México la correlación entre el componente cíclico del producto industrial y los términos de intercambio y la encuentran positiva en los tres países entre el componente cíclico del producto industrial y el índice de términos de intercambio. Parra (2008), con datos trimestrales de 1994 a 2007, encuentra una correlación de 0,24, mientras que Mahadeva y Gómez (2009) reportan una correlación positiva entre los términos de intercambio y el PIB per cápita colombiano. Hernández (2011), con datos trimestrales entre 1994 y 2009, encuentra una correlación entre 0,15 y 0,45, según el tipo de indicador de términos de intercambio utilizado.

Ahora bien, el Comité Técnico Interinstitucional (2010) plantea que el petróleo puede afectar a la economía colombiana por medio del efecto ingreso, derivado de la mejora de los términos de intercambio (ITI). Se plantea el mecanismo clásico que surge de un modelo de tres bienes. La mejoría en los términos de intercambio lleva a un aumento del consumo interno y por esa vía, de la demanda. El incremento de la demanda, en el sector de los bienes no transables, producirá una elevación de los precios, si la oferta no es muy elástica. Con ello habrá un nuevo efecto de apreciación de la tasa de cambio real que afectará la competitividad del grupo de bienes transables diferentes del petróleo, el sector *booming*. Este es uno de los síntomas de la llamada enfermedad holandesa que en el mediano plazo lleva a una reducción del producto agregado.

Siguiendo la metodología planteada por Garavito, López y Montes (2011), se estimaron los ITI para Colombia, con el fin de conocer la repercusión de los cambios en los precios y cantidades exportadas de crudo sobre este indicador. En el Gráfico 29 se presentan los resultados de este ejercicio para el período 1995-2011. Se observa que en la

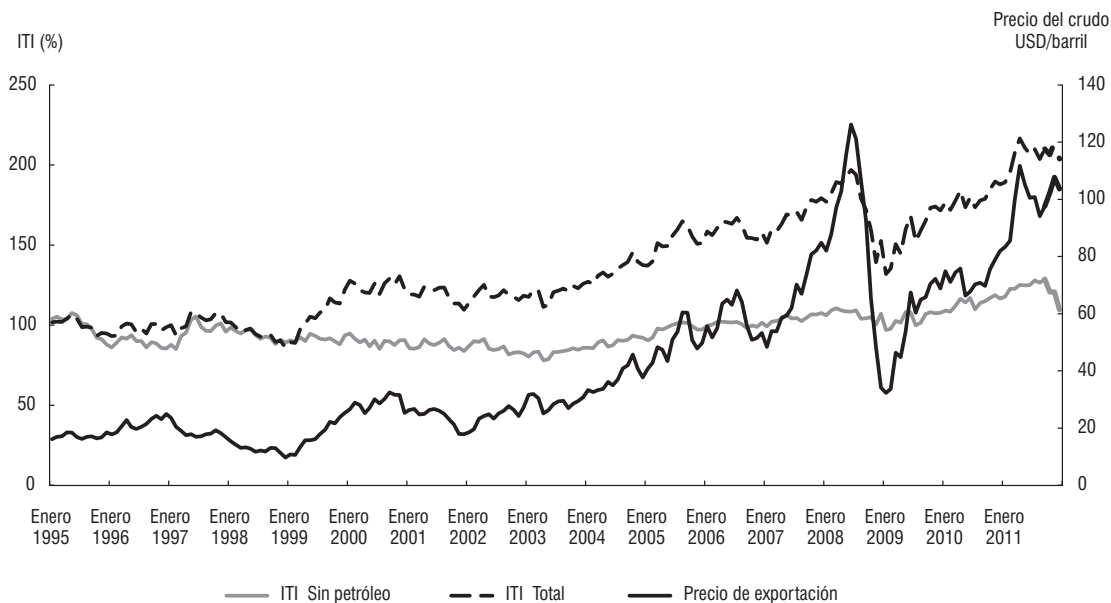
34 Los términos de intercambio (ITI), definidos como la relación de precios entre productos exportados e importados, permiten estimar la capacidad de compra de las exportaciones a partir de los bienes adquiridos al resto del mundo. Por ello, si los precios de las exportaciones de un país aumentan más que el de sus importaciones, significa que menos exportaciones se necesitan para adquirir un volumen dado de importaciones, produciendo una ganancia en el ITI y un efecto positivo en el ingreso nacional.

segunda mitad de la década de los noventa el precio del petróleo se mantuvo en mínimos históricos; por tanto, al comparar los ITI con petróleo y sin él no se observan mayores diferencias. Entre los años 2000 y 2003 se registró un aumento en el precio del crudo, lo que se reflejó en un incremento de los ITI con petróleo. Sin embargo, fue desde el año 2004 cuando con el incremento sostenido de la cotización internacional de los hidrocarburos y otros bienes básicos impulsó el aumento significativo en los ITI del país, marcándose una diferencia significativa frente a los ITI sin petróleo.

En esas condiciones, y de acuerdo con la evidencia empírica, es muy probable que esa evolución de los términos de intercambio haya afectado al producto colombiano en el corto plazo. Hay que tener en cuenta que si bien una proporción de los mayores ingresos derivados de incrementos en los precios y producción de crudo quedan en manos de compañías extranjeras, la presencia en el mercado de Ecopetrol es sustancial, con lo cual el efecto en la economía nacional es determinante. Al tiempo, los incrementos en los precios internacionales del crudo se pueden ver reflejados en mayores costos de producción internos a causa del aumento del precio de los derivados del petróleo.

Los efectos negativos de mediano plazo tales como la presencia de la enfermedad holandesa, deberían examinarse con una mayor disponibilidad de información observada.

Gráfico 29
Precio de exportación del crudo y términos de intercambio promedio año según datos de comercio exterior (1995 = 100)



Fuente: cálculos propios basados en información del DANE.

8. USO DE LOS FACTORES PRODUCTIVOS EN LA ACTIVIDAD PETROLERA

Por sus características tecnológicas, la producción de petróleo y gas es una industria intensiva en capital. Tanto la exploración como la producción son empresas con un nivel de tecnología creciente, el cual se beneficia de capacidades de ingeniería sofisticadas, de un conocimiento geológico avanzado, instrumentos cada vez mejores, materiales más durables y un poder de computación creciente. Hoy la tecnología, para una geología dada, permite encontrar yacimientos con más facilidad y mayor rapidez que en el pasado. Hay que tener en cuenta también que con niveles de precios altos, la innovación tecnológica puede difundirse y utilizarse en más países que antes.

En Colombia el sector productor de petróleo y gas es intensivo en capital, de acuerdo con la evidencia existente. La relación capital/trabajo estimada por Argüello (2010) es de 5,39 para el sector petróleo y de 2,05 para el de petróleo procesado. A excepción del carbón, estas son las razones capital/trabajo más altas en la economía colombiana (Cuadro 6). Esta cifra va en el mismo sentido de la intensidad factorial calculada por el Comité Interinstitucional (2010), que reportan que el capital participa en un 97,2% del producto sectorial y el trabajo en 2,1%.

Además, el aumento de la importancia del sector se ha acompañado del incremento de su participación en el capital total de la economía, como se observa en el Gráfico 30.

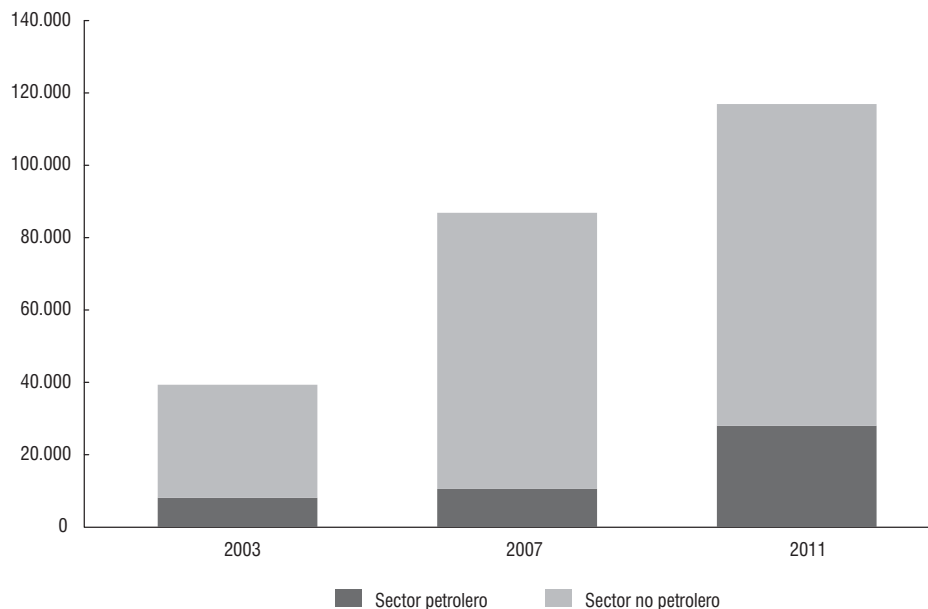
Cuadro 6
Composición sectorial del valor agregado, comercio e inversión en Colombia, 2005

Sector	Participación en el valor agregado	Participación del valor agregado en el valor total	Inversión ^a	Razón capital-trabajo
Agricultura	9,3	68,1	1,5	0,06
Productos químicos	1,8	31,4	0,4	2,40
Carbón	1,4	65,4	0,1	6,61
Café	1,5	76,4	-0,2	0,06
Infraestructura	6,2	44,2	61,4	0,86
Maquinaria y equipo	0,6	29,7	20,6	0,88
Manufacturas	10,7	30,5	4,4	0,97
Minerales	1,7	83,7	0,6	0,36
Petróleo	3,2	64,3	0,1	5,39
Petróleo procesado	1,8	39,3	0,1	2,05
Servicios	61,4	63,7	2,7	0,57
Equipo de transporte	0,3	13,5	8,5	1,24

^a Incluye la formación bruta de capital y las variaciones de existencias.

Fuente: Colombian 2005 SAM en Argüello (2010).

Gráfico 30
Capital empleado en el sector petrolero respecto al resto de la economía



Fuente: cálculos propios basados en información de la Superintendencia de Sociedades e informes trimestrales de Ecopetrol.

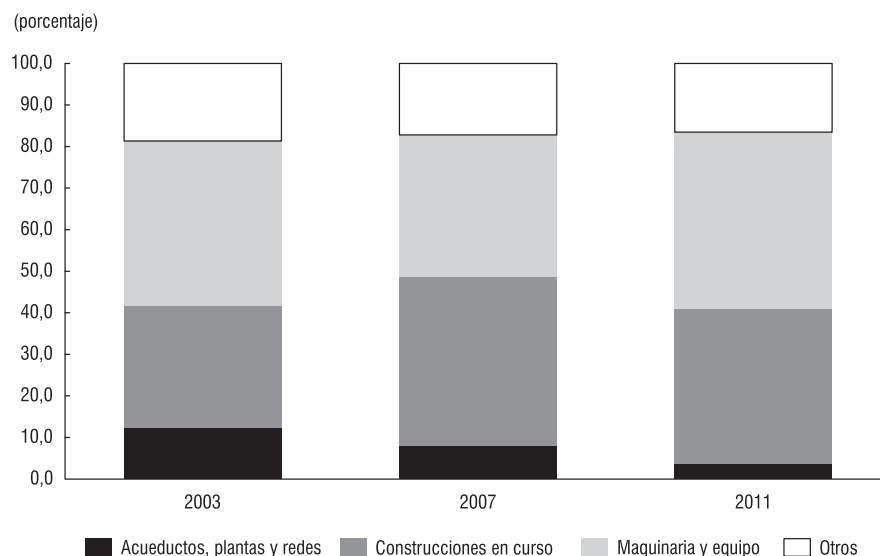
En virtud de la etapa en que se encuentra el sector en función del llamado ciclo del producto, con un esfuerzo muy importante a partir de exploración se produjeron cambios en la estructura de la capacidad instalada. Como se observa en el Gráfico 31, ha aumentado la participación de la maquinaria y equipo dentro del total del capital, lo cual es un reflejo de las inversiones que el capital extranjero y el nacional han efectuado en el sector con el propósito de llevar a cabo labores de exploración.

Hay que tener en cuenta que por sus características tecnológicas no es posible sustituir trabajo por capital en esta industria. En esas condiciones, el sector presenta limitaciones para generar una cantidad importante de empleo directo.

Su efecto en el empleo directo se concentra, además, en los trabajadores urbanos calificados, como se observa en el Cuadro 7.

De todas formas, la importancia relativa del empleo directo en la actividad petrolera ha aumentado en los últimos años. En el Gráfico 32 se presentan estimativos de la participación del empleo petrolero, tanto en la minería como en el total de la economía, utilizando dos fuentes alternativas: DANE y Fasecolda. Cabe señalar que esta última fuente reporta los trabajadores cubiertos por riesgos profesionales. Es probable también que algunos contratistas puedan ser reportados por empresas que no figuran en las estadísticas de empleo petrolero. En todo caso, si bien la importancia del empleo petróleo ha crecido, se trata de una actividad que no llega a aportar 1% dentro del empleo total.

Gráfico 31
Composición del capital: sector petrolero^a



^a No incluye Ecopetrol

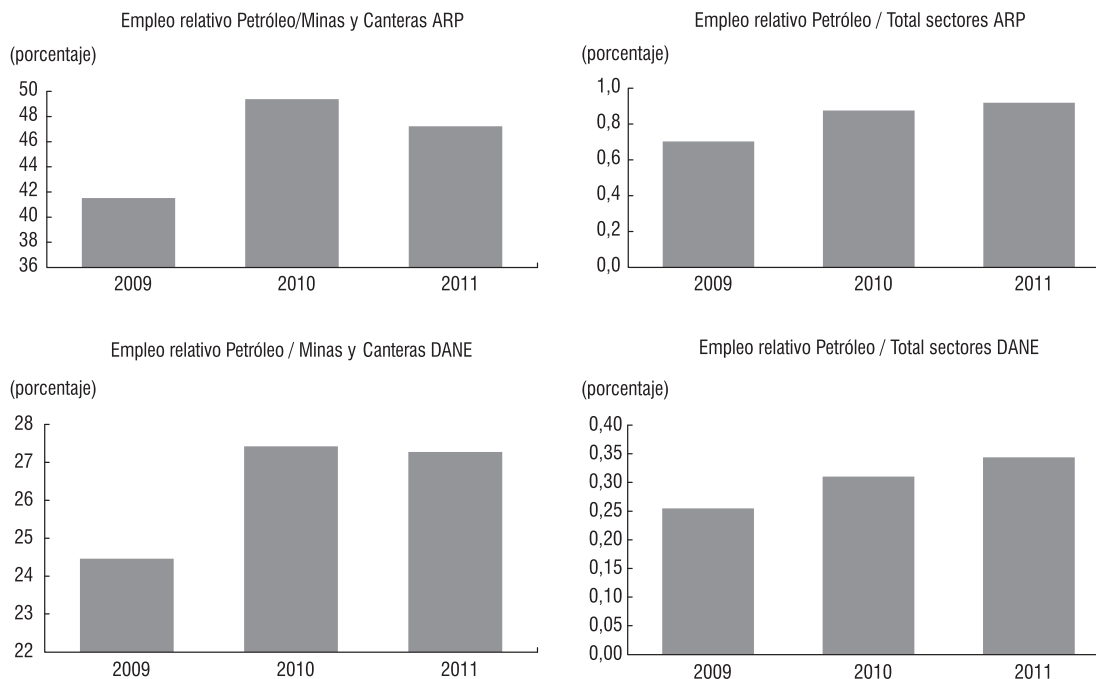
Fuente: cálculos propios basados en información de la Superintendencia de Sociedades.

Cuadro 7
Composición sectorial de la demanda laboral por tipo de trabajo en Colombia, 2005

Sector	Trabajadores rurales calificados	Trabajadores rurales no calificados	Trabajadores urbanos calificados	Trabajadores urbanos no calificados
Agricultura	20,3	66,2	4,3	9,9
Productos químicos	0,3	0,1	1,3	0,7
Carbón	0,0	0,2	0,3	0,3
Café	2,2	10,7	0,7	1,4
Infraestructura	3,2	2,0	4,2	7,7
Maquinaria y equipo	0,0	0,0	0,6	0,6
Manufacturas	2,9	2,9	6,0	13,5
Minerales	0,0	6,7	0,0	2,7
Petróleo	0,0	0,1	1,3	0,5
Petróleo procesado	0,0	0,0	2,0	0,3
Servicios	71,2	11,1	78,9	62,2
Equipo de transporte	0,0	0,0	0,3	0,2

Fuente: Colombian 2005 SAM en Argüello (2010).

Gráfico 32
Contribución al empleo del sector petrolero



Fuente: cálculos propios basados en RPdatos, Fasecolda, DANE.

9. RELACIONES INTERSECTORIALES DEL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO

La importancia macroeconómica que tiene el petróleo puede acrecentarse en la medida en que den frutos las exploraciones que se llevan a cabo y el contexto internacional lo permita. Al mismo tiempo la ampliación de la producción sectorial de petróleo y gas podría generar algún efecto en la producción de otros sectores económicos a los que se encuentra vinculado. Para llevar a cabo un análisis de este tipo, sería deseable contar con un instrumento que permitiera tener en cuenta los comportamientos optimizadores de los agentes, en el marco de un modelo de equilibrio general. Esto requeriría un tipo de modelación que podría hacerse en un futuro. Una forma alternativa de capturar esos efectos es a partir de las matrices de insumo de la economía colombiana. Las matrices permiten construir los encadenamientos entre los diversos sectores de la economía, con el fin de establecer la forma como los cambios en un sector afectan la oferta y la demanda de los demás sectores productivos.

Con el fin de analizar dichas relaciones, se construyeron las matrices insumo-producto del país (MIP) para el período 2000-2010, con base en la máxima desagregación de los cuadros de oferta y utilización publicados por el DANE y siguiendo las directrices de los organismos internacionales sobre la elaboración de estas matrices (Espinosa y Garavito, 2012).

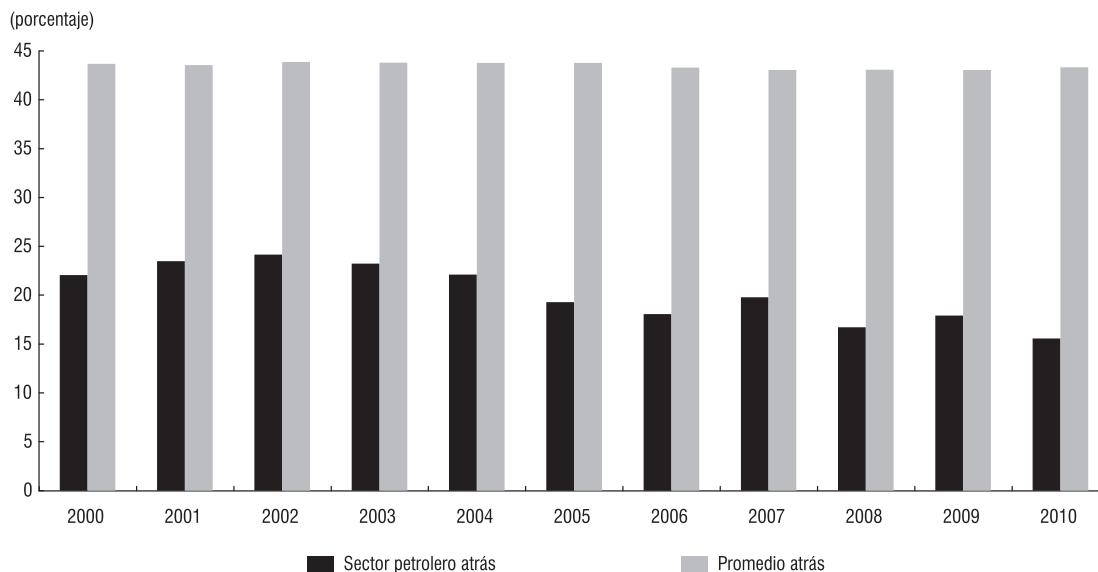
Los encadenamientos son de dos tipos directos y totales. Los encadenamientos directos permiten medir el impacto directo del SP&G en el resto de las actividades de la eco-

nomía, de acuerdo con su importancia como demandante y oferente de insumos (Chenery y Watanabe, 1958). Los totales reúnen no solo el impacto directo ya mencionado, sino el indirecto, pues tienen en cuenta los cambios en la producción de todos los sectores de la economía. En los dos casos pueden darse encadenamientos hacia atrás y hacia adelante. En los encadenamientos hacia atrás (DBL) se consideran todos los insumos necesarios para la producción de un determinado sector (demanda). Este tipo de encadenamientos indica la posibilidad que tiene el SP&G de estimular la producción de otros sectores mediante la compra directa (en el caso de encadenamientos directos hacia atrás) y directa e indirecta de bienes intermedios (para el caso de encadenamientos totales atrás). Los encadenamientos hacia adelante se refieren a los sectores que utilizan de forma directa o indirecta el producto del sector de petróleo y gas como insumo (oferta).

Los encadenamientos directos hacia atrás del SP&G se derivan de la matriz de coeficientes técnicos industria por industria de la economía. De su cálculo se pueden extraer las siguientes conclusiones: 1) para el período 2000-2010, los DBL del SP&G fueron inferiores al promedio de la economía y se redujeron en la segunda mitad de la década pasada (Gráfico 33). Este resultado implica que el consumo intermedio directo sectorial fue relativamente bajo comparado con sus niveles de producción. Por esa razón el sector tiene una capacidad relativamente reducida de afectar la dinámica de la economía por medio de su demanda intermedia directa. La tendencia de este indicador se relaciona en parte con el comportamiento creciente de los precios del crudo (Gráfico 34), ya que el valor nominal de la producción varía más que el de sus insumos directos y por tanto el DBL se redujo. 2) El SP&G concentró la demanda de insumos en un número reducido de sectores. Como se observa en el Gráfico 35, el consumo intermedio del SP&G se obtuvo principalmente del mismo sector y de los servicios de transporte, aunque estos últimos han perdido relevancia en los años recientes. Los otros productos utilizados en menor medida por el SP&G fueron los servicios de intermediación financiera, la refinación y la construcción de obras civiles, entre otros.

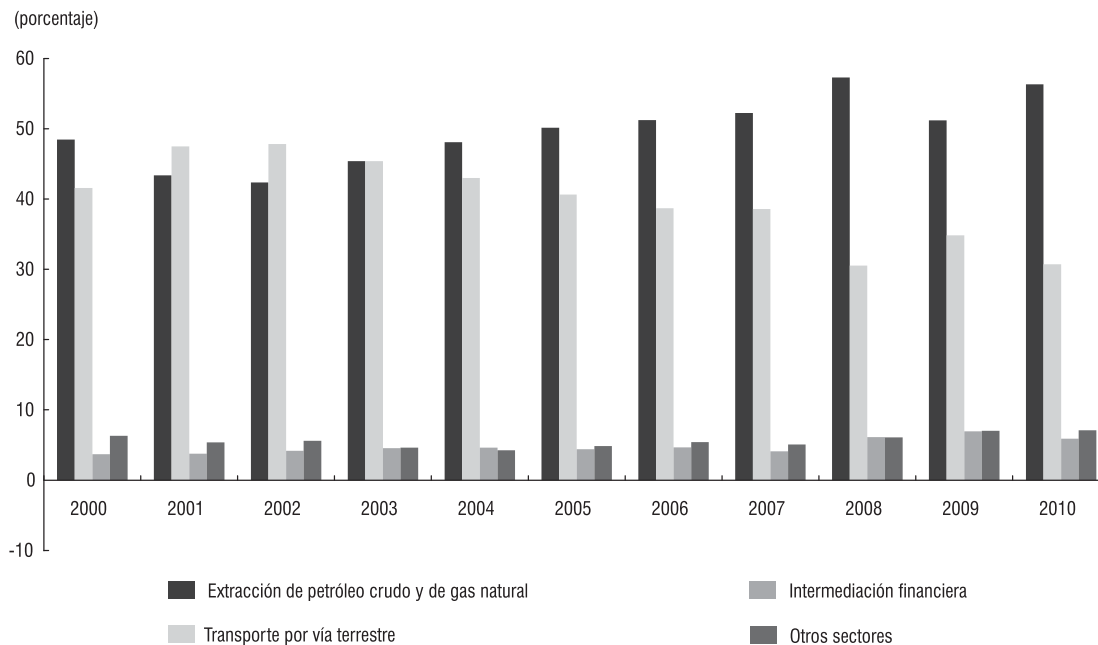
Por su parte, los encadenamientos directos hacia adelante muestran qué tan estratégico es el SP&G como fuente de insumos directos para el resto de la economía en caso de incrementos de la demanda agregada, y se definen a partir de la matriz de coeficientes de distribución de Gosh (Gosh, 1958). Los resultados muestran que los encadenamientos directos hacia adelante (DFL) del SP&G fueron para unos períodos superiores y en otros inferiores al promedio (Gráfico 36). Los años en los que el DFL fue menor al promedio se caracterizaron por una reducción en la producción del SP&G (Gráfico 37), con lo cual, la mayor parte del petróleo y gas producidos se destinó a satisfacer el consumo intermedio de las refinerías nacionales y en menor medida la demanda internacional. Por el contrario, en el período en el cual el DFL fue superior al promedio se observaron aumentos en la producción del SP&G que fueron suficientes para cubrir la demanda interna de las refinerías y realizar exportaciones significativas de crudo, con lo cual la proporción de la producción dedicada a la demanda interna se redujo y así mismo el DFL. Además, como se muestra en el Gráfico 38, la mayor proporción de las ventas intermedias realizadas por el SP&G se concentraron en pocas actividades, dentro de las que se cuentan la refinación de petróleo y la producción de gas.

Gráfico 33
Encadenamientos directos hacia atrás del SP&G frente al promedio de la economía



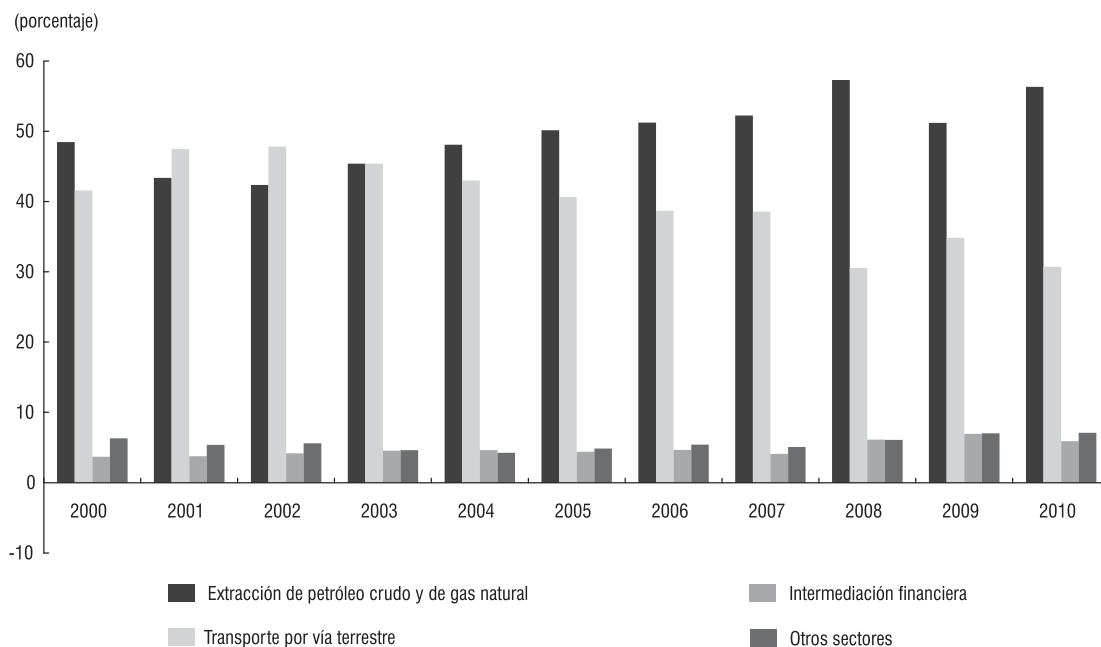
Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Gráfico 34
Encadenamientos directos hacia atrás del SP&G frente al precio promedio del crudo



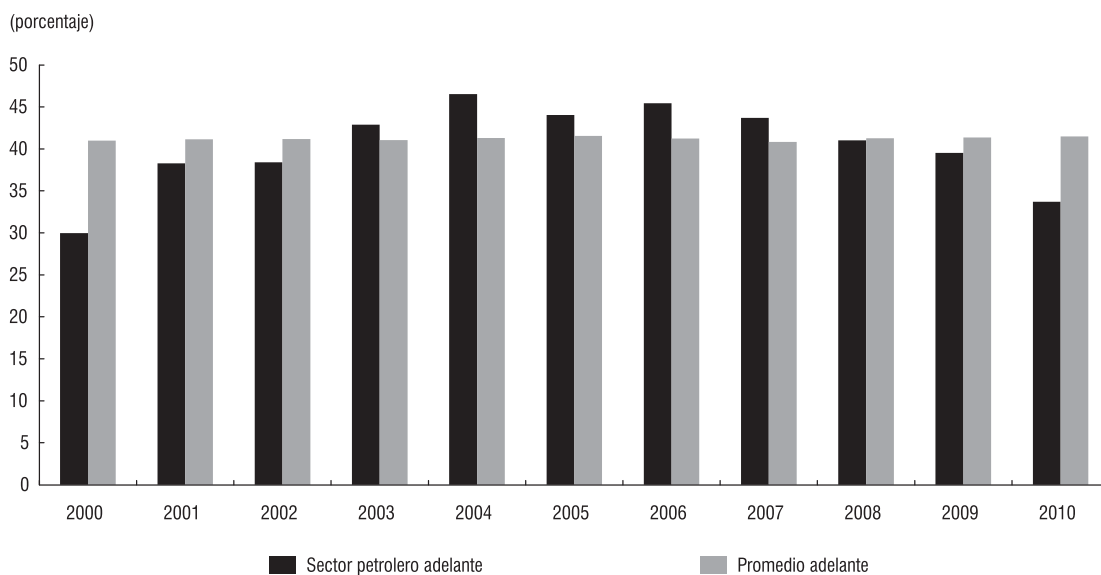
Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Gráfico 35
Distribución sectorial de las compras intermedias del SP&G



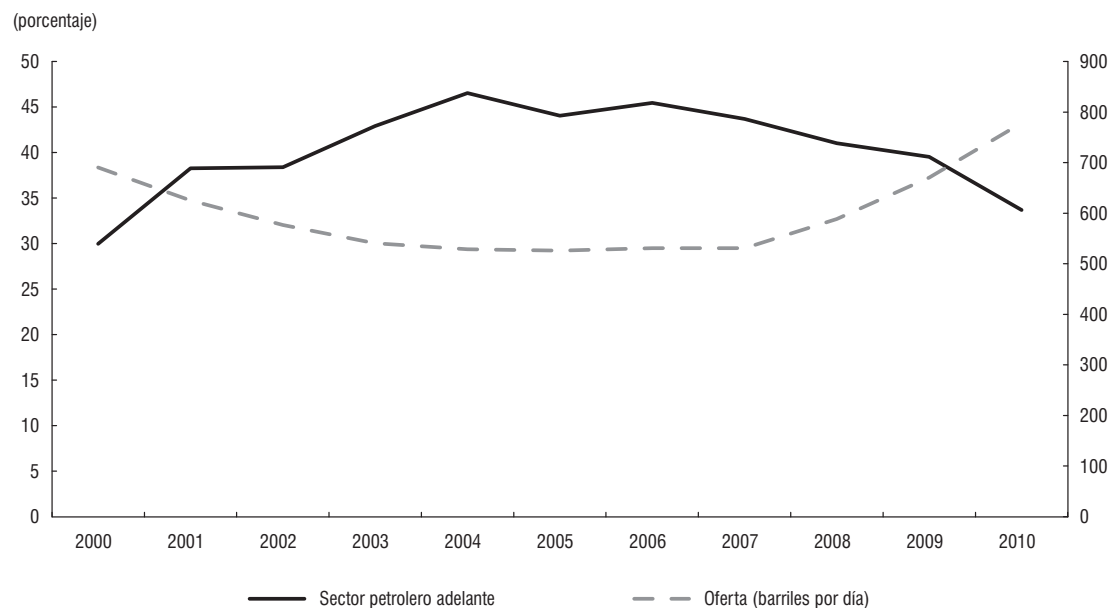
Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Gráfico 36
Encadenamientos directos hacia adelante del SP&G frente al promedio de la economía



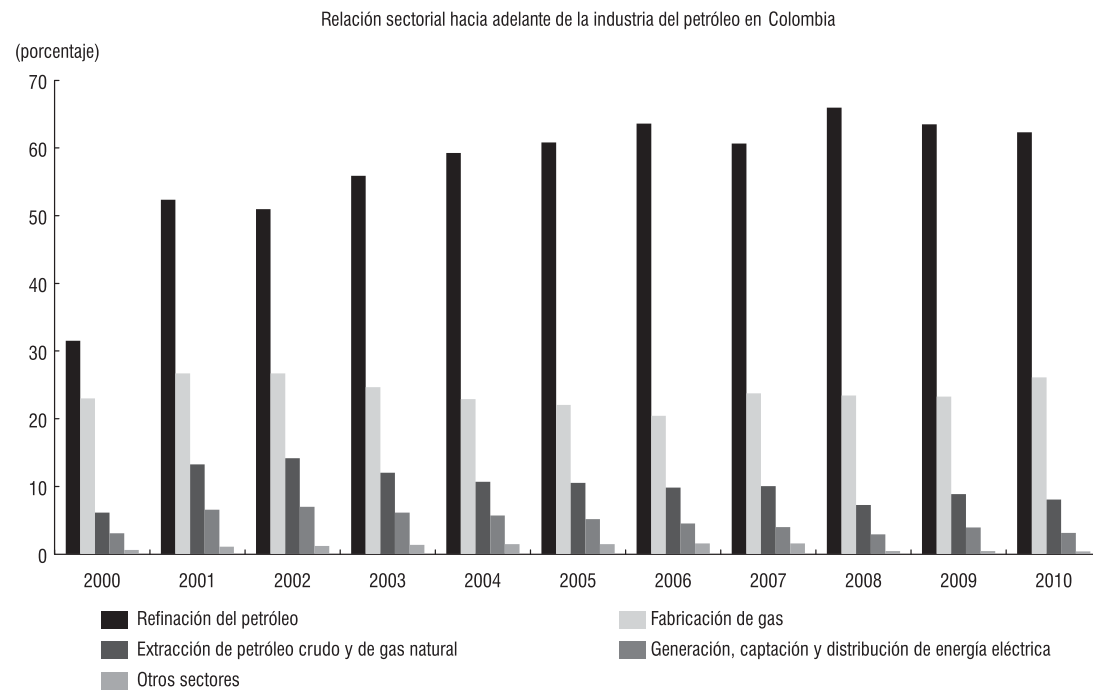
Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Gráfico 37
Encadenamientos directos hacia adelante del SP&G frente a la producción de crudo



Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Gráfico 38
Distribución porcentual de las ventas intermedias del SP&G según el sector demandante



Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Por otro lado, el cálculo de los encadenamientos DBL y DFL permiten clasificar los sectores económicos en los cuatro grupos que se presentan en la Matriz 1, de doble entrada, en la cual se compara la magnitud de los encadenamientos del sector y de los encadenamientos promedio.

Estos grupos tienen las siguientes características: 1) los sectores que pertenecen al grupo *No manufacturero-Destino final* no realizan compras ni ventas significativas a otros sectores; su producción puede ser de tipo primario destinada al consumo final. Tienen bajos DBL y DFL; 2) los grupos que pertenecen a *No manufacturero-Destino intermedio* venden una parte importante de su producción a otros sectores para consumo intermedio, por lo que muestran un DFL relativamente alto, mientras que no son demandantes importantes de bienes intermedios y su DBL es bajo; 3) los grupos *Manufacturero-Destino final* realizan compras intermedias importantes a otros sectores y su producción se destina a la demanda final. Su DFL es bajo y el DBL es alto; y 4) los grupos *Manufacturero-Destino intermedio* compran y venden de manera significativa a otros sectores, por lo que sus DBL y DFL son altos.

Dada esta clasificación, el SP&G se situó en todos los años como no manufacturero, ya que su demanda de bienes intermedios fue reducida con respecto al valor de su producción y además bastante concentrada, por lo cual variaciones en su demanda final no provocarían grandes impactos en la producción de otros sectores de la economía. En efecto como lo muestra el Gráfico 39, en 2010 la importancia de las compras intermedias que realiza el SP&G a los diferentes sectores fue reducida comparada con la producción total de dichos sectores.

Matriz 1
Clasificación de los sectores según el tipo de encadenamientos

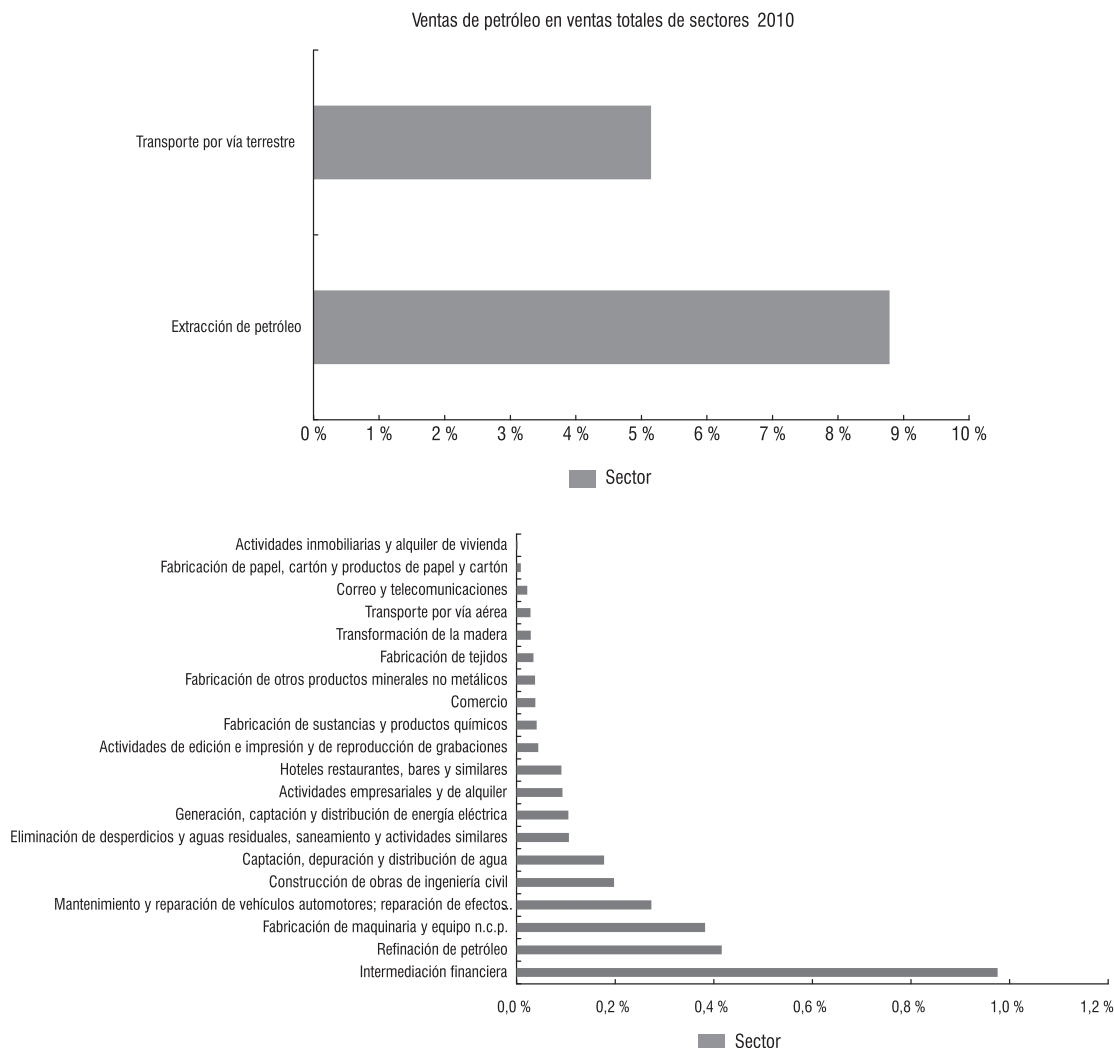
	$DBL_j < \sum_{i=1}^n \frac{DBL_j}{n}$	$DBL_j > \sum_{i=1}^n \frac{DBL_j}{n}$
$DFL_i < \sum_{i=1}^n \frac{DFL_i}{n}$	No manufacturero-Destino final	Manufacturero-Destino final
$DFL_i > \sum_{i=1}^n \frac{DFL_i}{n}$	No manufacturero-Destino intermedio	Manufacturero-Destino intermedio

Fuentes: Schuschny (2005) según Chenery y Watanabe (1958).

9.1. Encadenamientos totales y medidas de difusión

Como ya se mencionó, los encadenamientos totales contemplan no solo el impacto directo ya mencionado, sino el indirecto, pues tienen en cuenta los cambios en la producción de todos los sectores de la economía. Los encadenamientos totales son indicadores relevantes para el análisis económico, ya que permiten situar los sectores más importantes para el país y a su vez diseñar las políticas económicas más adecuadas. Estos cálculos se derivan de la matriz de requerimientos técnicos.

Gráfico 39
Compras intermedias del SP&G a otras industrias de la economía colombiana, 2010

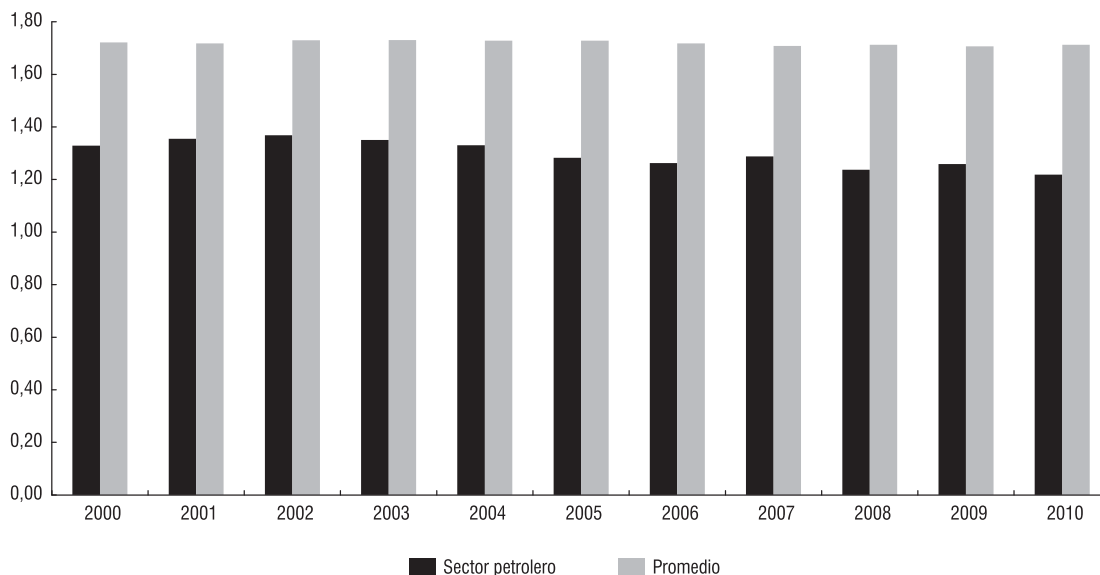


Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Los resultados señalan que los encadenamientos totales hacia atrás del SP&G fueron inferiores al promedio y se mantuvieron relativamente estables con una leve tendencia a la baja (Gráfico 40). Esto indica que cambios en la demanda final del SP&G generaron variaciones sobre la producción del resto de los sectores inferiores al efecto que produjo el promedio del resto de los sectores sobre la economía.

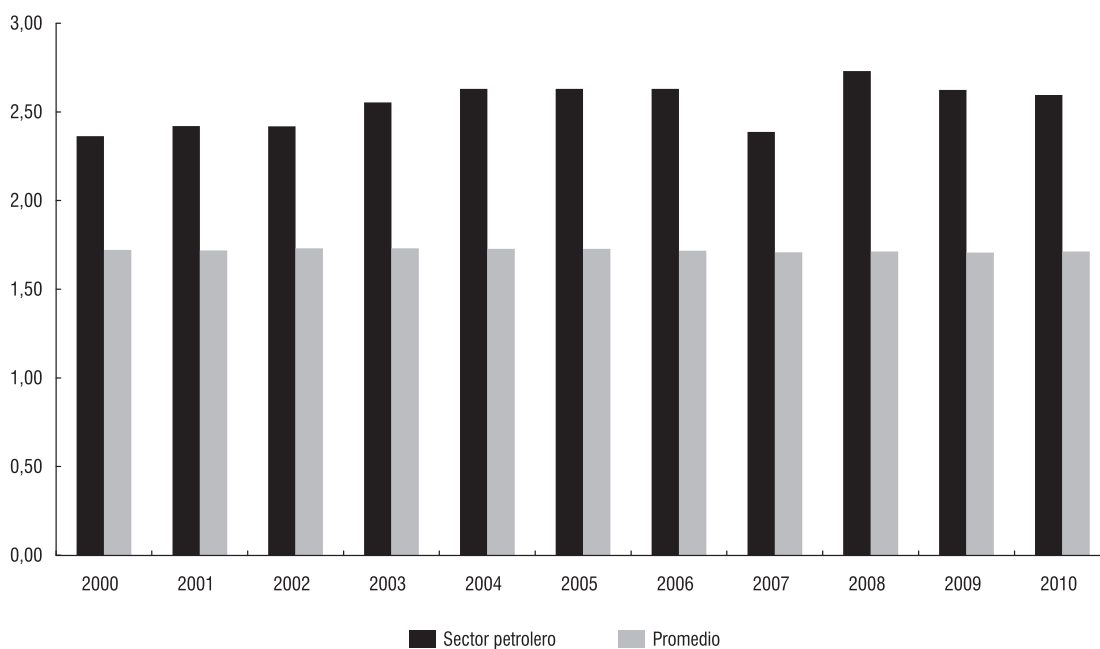
Los encadenamientos totales hacia adelante (TFL) indican que la variación en la producción del SP&G es necesaria para satisfacer el consumo intermedio del resto de los sectores, cuando estos últimos registran cambios en su demanda final, mostrando qué tan dependiente son los otros sectores del SP&G para aumentar su producción (Schuschny, 2005). Los TFL se calculan como la sumatoria horizontal de las filas de la matriz de requerimientos totales (Gráfico 41).

Gráfico 40
Encadenamientos totales hacia atrás del SP&G frente al resto de la economía



Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Gráfico 41
Encadenamientos totales hacia adelante del SP&G frente al resto de la economía



Fuente: elaboración propia basado en los cuadros de Oferta y Utilización del DANE.

Los TFL del SP&G durante la década pasada estuvieron por encima del promedio de los demás sectores económicos. Esto indica que la producción del SP&G constituyó un insumo importante para la producción del resto de las actividades. Este resultado es consistente con la estructura de la economía nacional en la cual el petróleo es una fuente muy importante de energía para todo el país.

Con base en los TLB y TFL obtenidos, se pueden construir las medidas de dispersión y absorción propuestas por Rasmussen (1963). El indicador de dispersión muestra la difusión sobre el sistema económico de una variación en la demanda de un determinado sector. El indicador de absorción mide cómo el crecimiento económico estimula la demanda final de un sector específico. Los resultados de este ejercicio permiten clasificar a los sectores de acuerdo con la Matriz 2.

Matriz 2

Clasificación de los sectores según los indicadores de absorción y dispersión

Clasificación	Criterios	Descripción
Sectores clave	Absorción mayor (o igual) que 1 y difusión mayor (o igual) que 1	Fuertes encadenamientos totales hacia atrás y hacia delante Capturan gran cantidad de flujos intersectoriales
Sectores estratégicos o receptores	Absorción mayor (o igual) que 1 y difusión menor (o igual) que 1	Sensibles a los efectos multiplicadores de demanda Grandes proveedores de insumos
Sectores impulsores	Absorción menor (o igual) que 1 y difusión mayor (o igual) que 1	Cuando aumentan su demanda estimulan de forma importante la producción de los sectores que les sirven de insumos
Sectores independientes	Absorción menor (o igual) que 1 y difusión menor (o igual) que 1	Bajos encadenamientos hacia atrás y adelante. Pocos efectos de arrastre y reacción respecto a la economía

Fuente: matriz modificada a partir de Schuschny (2005).

Los cálculos señalan que los efectos difusión y absorción del SP&G fueron inferiores y superiores al promedio de la economía, respectivamente. Esto permite clasificar al SP&G en el grupo de actividades estratégicas. Aunque el efecto difusión del SP&G es relativamente bajo, ya que cambios en su demanda final no se difunden de manera importante a otros sectores, sí se considera que la producción del SP&G como insumo intermedio es crucial para la posible expansión en la producción de otras actividades, por lo cual su efecto absorción es relativamente alto. Como ya se mencionó, el petróleo es un recurso no renovable estratégico porque es una fuente importante de energía.

10. CONCLUSIONES

A partir del principio de la propiedad estatal del subsuelo definido en las constituciones de 1886 y 1991, se fueron construyendo las instituciones que moldearon la forma en que se han explotado los hidrocarburos en Colombia. En un primer momento, la figura contractual de la concesión formalizó la vinculación del capital privado a esa explotación. Con ella pudieron determinarse los parámetros fundamentales para determinar el valor de la producción que se apropiaba en derecho el Estado, de acuerdo con el régimen fiscal vigente en ese momento. Para la inversión extranjera fue también determinante la regulación de su vinculación a la economía nacional.

La creación de Ecopetrol en 1951, a partir de la reversión de una concesión, modificó de forma sustancial el diseño institucional de la actividad petrolera. Sin embargo, el crecimiento de la participación de la empresa en la producción nacional solo se consolidó muchos años después, cuando este cambió el tipo de contrato por el de asociación, con base en el cual la empresa pudo beneficiarse de los grandes descubrimientos de los años ochenta y noventa. Este contrato se modificó en varias ocasiones tratando de ajustar la distribución, entre el Estado y sus socios, de los recursos provenientes de la actividad petrolera.

La creación de la ANH en 2003 resolvió la tensión que existía en la duplicidad de funciones en el papel que se le daba a Ecopetrol, como operador y regulador en la producción petrolera. En esas nuevas condiciones el país retornó al contrato de concesión y cambió desde entonces la forma en que este se otorga. El nuevo contrato de concesión no recuperó para el Gobierno mayores ingresos frente a lo observado en las últimas versiones del contrato de asociación, pero facilitó la vinculación del capital extranjero al sector.

Son varias las peculiaridades de la producción colombiana de petróleo: 1) no ha sido importante en el contexto internacional; se trata de un país con un nivel de reservas petroleras y de producción relativamente pequeño; 2) para Colombia los precios internacionales son exógenos, pero una característica que tiene la producción local es que no responde ante los cambios en dichos precios. La evolución de la producción de crudo en el país muestra caídas importantes en escenarios de precios externos altos y aumentos significativos en presencia de precios bajos. Esta inflexibilidad de la producción colombiana de petróleo puede deberse a limitaciones de la capacidad instalada; 3) el petróleo colombiano se ha extraído a una tasa superior a la que se adicionan reservas, generando importantes disminuciones en las reservas remanentes, y 4) en los últimos años la fuente de incorporación de nuevas reservas pasó de originarse en nuevos yacimientos a incrementos en el factor de recobro de los campos maduros. Todavía no es significativo el aporte de los nuevos yacimientos, pese a la expansión de la actividad exploratoria que ha traído la nueva institucionalidad y los mayores precios.

En esas condiciones, el incremento de la producción ha causado una reducción de la relación reservas/producción. De todas formas, la estrategia de recuperación de los pozos maduros permite que el país se autoabastezca y continúe exportando petróleo y sus derivados. Al respecto, las últimas cifras disponibles muestran que las reservas a 2011 ascendieron a cerca de 2.225 mb y equivalen 6,5 años de producción, al ritmo de extracción actual.

El aumento de la participación del PIB petrolero en el total hasta alcanzar el 5% y el peso que hoy tienen las exportaciones de petróleo en el total exportado (49% del valor total exportado en 2011) son indicadores precisos de la importancia que ha adquirido ese sector en la economía colombiana. Su conexión con el resto de la economía se da mediante diferentes canales y su desempeño: 1) afecta las cuentas del Gobierno porque genera ingresos tributarios, regalías, utilidades (Ecopetrol); 2) las cuentas externas (exportaciones, importaciones, renta, IED) y la disponibilidad de divisas en el mercado cambiario, y 3) e indirectamente a otros sectores por medio de los encadenamientos productivos que tiene ese producto.

Los ingresos que se obtienen por el petróleo son hoy relativamente importantes para el Gobierno. Por otro lado, se observa la creciente importancia que las regalías tienen como fuente de ingresos para las regiones. Todavía no podría hablarse de una excesiva dependencia fiscal del petróleo de los ingresos del Gobierno, pero sí para las entidades territoriales que dependen de las regalías. En esas condiciones, la volatilidad de los precios del petróleo puede generar inestabilidad en los ingresos de estas y tiene el potencial para crear dificultades en el manejo macroeconómico. En especial porque a pesar de que las proyecciones oficiales de la ANH y Ecopetrol de 1.400.000 bd en unos años se basan en supuestos de nuevos descubrimientos; la falta de hallazgos recientes importantes a pesar del aumento vertical de la labor exploratoria da pie a dudar de su ocurrencia futura.

En las cuentas externas el efecto del petróleo en general ha sido positivo y creciente. En los últimos años el balance externo sectorial se ha reflejado en las magnitudes y la tendencia positiva creciente de los flujos de capitales y en las operaciones corrientes externas, en las cuales el crecimiento de los ingresos por exportaciones ha superado con amplitud al de los egresos por renta de la inversión directa, debido a que Ecopetrol ha hecho una proporción creciente de la producción y de las exportaciones. El efecto superavitario en las cuentas externas de la actividad petrolera también se ha traducido en una mayor oferta neta de divisas en el mercado cambiario colombiano y en una mejora en el índice de términos de intercambio del país.

Los resultados positivos del balance externo sectorial ocurrieron en un contexto favorable de precios internacionales y de condiciones institucionales y contractuales que han promovido una mayor participación de Ecopetrol en la actividad petrolera y que también explican los más altos niveles de inversión tanto local como extranjera en la actividad exploratoria y en innovación tecnológica. Gracias a ello, la producción y por ende las exportaciones han aumentado junto con los flujos de inversión extranjera directa destinados a la financiación de la actividad petrolera. En el futuro los resultados externos dependerán, como se analizó en el capítulo, del comportamiento del precio internacional del crudo, de las cantidades producidas y exportadas y de la distribución de la producción entre empresas nacionales y extranjeras.

La medición a partir de la utilización de las matrices insumo-producto de los encadenamientos que tiene el petróleo con el resto de los sectores productivos dio como resultado varios hallazgos importantes. El sector petrolero colombiano, en primer lugar, tiene una capacidad relativamente reducida de afectar la dinámica de la economía por medio de su demanda intermedia directa hacia el resto de los sectores. Por otro lado, si se toma el petróleo como fuente de insumos directos para la economía, el resultado es que se trata

de un sector que ante las variaciones que en algunos años se presentan en su producción, puede verse obligado a atender en menor medida la demanda internacional y deba destinarla a satisfacer las necesidades locales. Si se tienen en cuenta no solo los encadenamientos directos sino también los indirectos, se encuentra que la producción de hidrocarburos es crucial como insumo intermedio de otras actividades, dado que es fuente primaria de energía.

En términos generales, el efecto potencial de este sector en la economía colombiana ha dependido de los precios internacionales del crudo, de las cantidades producidas y exportadas y, sobre todo, del arreglo contractual establecido por el Estado para la explotación de dicho recurso natural. Los acuerdos contractuales han permitido definir, entre otros aspectos, la distribución de la renta petrolera entre el Estado y los agentes privados y los derechos y deberes de las partes en cada una de las etapas para la producción de hidrocarburos. Estos acuerdos contractuales y algunas leyes han cambiado a lo largo del tiempo en respuesta a las condiciones del contexto internacional y con el objetivo de hacer más atractivo el país para los inversionistas extranjeros.

El principal resultado que arroja este estudio sobre los resultados de la actividad petrolera en la economía colombiana es que los efectos sobre la economía son importantes y pueden llegar a serlo aún más si se empiezan a dar los logros esperados de la explotación. En todo caso, para que nuestro país pueda aprovechar la riqueza de petróleo, y en general de riquezas naturales no renovables, debe contar con instituciones que garanticen la seguridad de los derechos de propiedad, reduzcan la extracción de rentas (*rent seeking*) y propicien la adopción de políticas macroeconómicas orientadas al manejo adecuado de estos recursos, como el uso de políticas fiscales y monetarias contracíclicas.

REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Modelo de contrato de exploración y producción, 2004.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Colombia: petróleo y futuro. 2009.
- Agénor, P. R.; McDermott, C. J.; Prasad, E. S. “Macroeconomic Fluctuations in Developing Countries: Some Stylized Facts”, *The World Bank Economic Review*, vol. 14, núm. 2, p. 251, 2000.
- Aguirre, P. “Exploración de petróleo en Colombia: una aproximación empírica”, *Desarrollo y Sociedad*, vol. 51, 2003.
- Argüello, R. “The International Economic Crisis and the Colombian Economy” (mimeo), Universidad del Rosario, 2010.
- Arthur, D. “Little Market Survey for ANH” (mimeo), Bogotá: 2009.
- Auty, R. *Resource Abundance and Economic Development: Improving the Performance of Resource Rich Countries*, Helsinki: The United Nations University World Institute for Development Economics, 1998.
- Banco de la República. Resolución Externa núm. 8. Bogotá, 5 de mayo de 2000.
- Barrios, A., Cárdenas, J. *¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?*, Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, Centro de Estudios para el Desarrollo (CID), 2005.

- Baunsgaard T. “A Primer on Mineral Taxation”, *Working Paper*, vol. 01, núm. 139, IMF, 2001.
- Benavides, J. “De los contratos de asociación a los contratos de concesión en Colombia: la perspectiva económica”, *Energía limpia para el futuro*, 2011.
- Campodónico, H. “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*, núm. 78, Cepal. 2004.
- Cárdenas, J.; Martínez, A. “La competitividad del petróleo colombiano. Una revisión de los factores externos”, en M. García (ed.), *Oportunidades para la exportación de energía a Estados Unidos*, Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2005.
- Chenery, H. B.; Watanabe, T. “International Comparisons of the Structure of Production”, *Econométrica*, vol. 26, núm. 4, pp. 487-521, 1958.
- Cologni, A.; Madera, M. “On the Economic Determinants of Oil Production. Theoretical Analysis and Empirical Evidence”, *Working Paper*, núm. 605, Fondazione Eni Enrico Mattei, 2011.
- Comité Técnico Interinstitucional. *Regla fiscal para Colombia*, Bogotá: Banco de la República, Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Departamento Nacional de Planeación, 2010.
- Davis, G.; Tilton, J. “The Resource Curse”, *A United Nations Sustainable Development Journal*, vol. 29, issue 3, pp. 233-242, 2005.
- Davis, J.; Ossowski, R.; Fedelino, A. “Fiscal Challenges in Oil-Producing Countries: An Overview”, en J. M. Davis, R. Ossowski y A. Fedelino, *Fiscal Policy Formulation and implementation in Oil-Producing Countries*, FMI, Washington 2003.
- Decreto Ley 0743. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 21 de febrero de 1975.
- Decreto Ley 10. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 1950.
- Decreto.1056. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 20 de abril de 1953.
- Decreto Ley 1760. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 26 de junio de 2003.
- Decreto Ley 2080. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 18 de octubre de 2000.
- Decreto Ley 2310. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 28 de octubre de 1974.
- Decreto Ley 30. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 9 de enero de 1951.
- Decreto Ley 444. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 22 de marzo de 1967.
- Decreto Ley 4743. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 30 de diciembre de 2005.
- Decreto Ley 2310. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 28 de octubre 1974.
- Decreto Ley 1735. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 2 de septiembre de 1993
- Departamento Nacional de Planeación (DNP). “Actualización de la cartilla: ‘Las regalías en Colombia’” (mimeo), Bogotá: DNP, 2007.

- Ecopetrol. “Empresa Colombiana de Petróleos”, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 1982.
- Ecopetrol, “Asociación Exitosa”, Bogotá, pp. 11-15, 1996.
- Ecopetrol. “Pesos pesados”, *Carta Petrolera*, núm. 99, 2002.
- Ecopetrol. “Informe anual Ecopetrol 2008”, 2008.
- Ecopetrol. “Crónica de la concesión De Mares”, en www.ecopetrol.com.co, 2011.
- Ernst & Young “Global Oil and Gas Tax Guide 2010”, 2010. disponible en Internet: www.ey.com/oilandgas.
- Espinosa, C.; Garavito, A. “Matriz insumo producto: aplicaciones para el sector externo” (mimeo), Bogotá: Banco de la República, 2012.
- Elster, J. *The Impact of Constitutions on Economic Performance*, Washington: World Bank, 1994.
- Garavito, A.; López, C.; Montes, E. “Aproximación a los índices de valor unitario y *quantum* del comercio exterior colombiano”, Borradores de Economía, núm. 680, Banco de la República, 2011.
- Gosh, A. “Input-Output Approach in an Allocation System”, *Económica*, vol. 25, núm. 97, pp. 58-64, 1958.
- Gylfason, T. “Natural Resources and Economic Growth: What is the Connection?”, *Working Paper*, núm. 530, CSifo, 2001a.
- Gylfason, T. “Natural Resources, Education and Economic Development”, *European Economic Review*, vol. 45, núms. 4-6, pp. 847-859, 2001b.
- Hausmann, R.; Rigobon, R. “An Alternative Interpretation of the ‘Resource Curse’: Theory and Policy Implications”, *Working Paper*, núm. 9424, National Bureau of Economic Research (NBER), 2003.
- Hernández, A. “Regalías y desarrollo regional” (mimeo), Observatorio del Caribe, Cartagena de Indias, 2010.
- Hernández, G. “Terms of Trade and Output Fluctuations in Colombia”, *Working Paper*, núm. 2011-04, University of Massachusetts Amherst, Department of Economics. 2011.
- Hubbert, M. K., “Degree of Advancement of Petroleum Exploration in the United States. In A.A. of Petroleum Geologists (Ed.), American Association of Petroleum Geologists (Bulletin 511) (pp. 2207-2227), 1967.
- IHS. “Evaluation of Resources and Strategies for Investment Planning” Final Report: Findings and Recommendations, mimeo, 2008.
- Isaza, J. F. “Consideraciones sobre el contrato de asociación petrolera en Colombia”, *Coyuntura Económica*, vol. 12 núm. 1, pp. 117-140, Fedesarrollo 1982.
- Karl, T. “Oil-Led Development: Social, Political, and Economic Consequences”, *Working Paper*, núm. 80, Center on Democracy, Development and The Rule of Law Freeman Spogli Institute for International Studies, Stanford University, 2007.
- Lane, P.; Tornell, A. “The Voracity Effect”, *American Economic Review*, vol. 89, pp. 2246, 1999.
- Ley 1530. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, día mes de 2012.
- Ley 110. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 23 de noviembre de 1912.
- Ley 141. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 28 de junio de 1994.

- Ley 20. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 19 de diciembre de 1969.
- Ley 37. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 4 de marzo de 1931.
- Ley 756. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 23 de julio de 2002.
- Ley 9ª. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 17 de enero de 1991.
- Ley 31. *Diario Oficial*, Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia, 29 de diciembre de 1992.
- López, E.; Montes, E.; Garavito, A.; Collazos, M. M. “La economía petrolera en Colombia”, Borradores de Economía, núm. 692, Banco de la República, 2012.
- Mahadeva, L.; Gómez, J. “The International Cycle and Colombian Monetary Policy”, Borradores de Economía, núm. 557, Banco de la República, 2009.
- Martínez, A. “Algunos determinantes y características de la política petrolera colombiana”, *Observatorio Colombiano de la Coyuntura Internacional*, núm. 56, pp. 1-8, 1997.
- Mehlum, H.; Torvik, R. “Institutions and the Resource Curse”, *The Economic Journal*, vol. 116, pp. 1-20, 2006.
- Mehrara, M.; Alhosseini, S.; Bahramirad, D. “Resource Curse and Institutional Quality in Oil Countries”, *Middle Eastern Finance and Economics*, issue 9, pp. 117-118, 2011.
- Parra, J. C. “Hechos estilizados de la economía colombiana: fundamentos empíricos para la construcción y evaluación de un modelo DSGE”, Borradores de Economía, núm. 509, Banco de la República, 2008.
- Parra, G.; Albarracín, I.; Sierra, P. “El gasto tributario en Colombia. Principales beneficios en el impuesto sobre la renta e IVA. Años gravables 2008-2009”, UAE-DIAN, Coordinación de Estudios Económicos, *Cuaderno de Trabajo*, núm. 40, 2010.
- Pulido C., Montes E., Beltrán G. “Balanza de pagos petrolera 1990-2002. Resultados, aspectos conceptuales y metodológicos”, Banco de la República, Bogotá D. C., 2004.
- Rasmussen, P. N. *Relaciones intersectoriales*, Madrid: Aguilar, 1963.
- República de Colombia. Constitución Política de Colombia, 1991.
- Rincón, H.; Lozano, I.; Ramos, J. “Rentas petroleras, subsidios e impuestos a los combustibles en Colombia: ¿qué ocurrió durante el choque reciente de precios?”, Borradores de Economía, núm. 541, Banco de la República, 2008.
- Sachs, J.; Warner, A. “Natural Resource Abundance and Economic Growth”, *Working Paper*, núm. 5398, NBER, 1995.
- Sachs, J.; Warner, A. “The Big Push, Natural Resource Booms and Growth”, *Journal of Development Economics*, vol. 59, pp. 43-76, 1999.
- Sachs, J.; Warner, A. “The Curse of Natural Resources”, *European Economic Review*, vol. 45, pp. 827-838, 2001.
- Schuschny, A. *Tópicos sobre el modelo de insumo-producto: teoría y aplicaciones*, Cepal, División de Estadística y Proyecciones, Santiago de Chile, 2005.
- Segovia, R. “La génesis del contrato de asociación”, en *El petróleo en Colombia: 50 años*, Bogotá: Ecopetrol, 2001.
- Segovia, R. “Auge y legado del contrato de asociación”, *Energía Limpia*, Ecopetrol. 2011.