



Ingresos Fiscales por Explotación de Hidrocarburos en Ecuador

Simón Cueva
María Ortiz

**Banco
Interamericano de
Desarrollo**

Departamento de
Países del Grupo
Andino

RESUMEN DE POLÍTICAS

IDB-PB-198

Septiembre 2013

Ingresos Fiscales por Explotación de Hidrocarburos en Ecuador

Simón Cueva
María Ortiz



Banco Interamericano de Desarrollo

2013

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo
Cueva, Simón.

Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Ecuador / Simón Cueva, María Ortiz.
Incluye referencias bibliográficas.

1. Fiscal Policy—Ecuador. 2. Hydrocarbons—Taxation. 3. Revenue—Ecuador. I. Ortiz, María. II. Banco Interamericano de Desarrollo. Departamento de Países del Grupo Andino. III. Título. IV. Serie.
IDB-PB-198

<http://www.iadb.org>

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Se prohíbe el uso comercial no autorizado de los documentos del Banco, y tal podría castigarse de conformidad con las políticas del Banco y/o las legislaciones aplicables.

Copyright © 2013 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados; este documento puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

Códigos JEL: E62, F41, F62, H27, H50, H62.

INGRESOS FISCALES POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ECUADOR¹

Resumen

El crecimiento de la economía mundial y el aumento de los precios internacionales de los productos básicos o *commodities* han dado lugar a un mayor dinamismo en las actividades extractivas en los países ricos en este tipo de bienes. En Ecuador, el sector petrolero ha desempeñado un rol importante en el incremento de los ingresos fiscales, y su marco institucional ha sido modificado significativamente.

Este documento describe el marco institucional en el cual se recaudan y distribuyen los recursos por explotación de hidrocarburos en Ecuador, incluyendo los cambios regulatorios relacionados con el tema, la evolución de los mecanismos de distribución y del entorno institucional correspondiente, y el impacto que sobre los ingresos fiscales tienen las variaciones de los precios internacionales del petróleo.

¹ Se agradecen los comentarios de Leopoldo Avellán, Marielle del Valle y Arturo Galindo durante la elaboración del presente trabajo.

ÍNDICE

Introducción.....	1
1. Breve reseña del marco regulatorio histórico de los contratos petroleros.....	1
2. Fuentes y distribución de la renta petrolera hasta el año 2008.....	7
3. Marco regulatorio para la distribución de los recursos petroleros en el sector público.....	12
4. Marco institucional actual para la distribución de los recursos petroleros en el sector público.....	17
5. Distribución de los recursos petroleros en Ecuador.....	21
6. Cambios en los ingresos petroleros frente a las variaciones en el precio internacional del petróleo.....	36
Referencias.....	42
Anexo A: Subsidios a los hidrocarburos en Ecuador.....	43
Anexo B: Comparación entre las cifras ejecutadas y proyectadas de la renta petrolera.....	45
Anexo C: Estimación econométrica de la elasticidad de los ingresos del Gobierno Central frente a los cambios en los precios del petróleo.....	47

Introducción

En este documento se describe el marco en el cual se recaudan y distribuyen los recursos por explotación de hidrocarburos en Ecuador, incluyendo los cambios regulatorios relacionados con el tema, la evolución de los mecanismos de distribución y del entorno institucional correspondiente, y el impacto que sobre los ingresos fiscales tienen las variaciones de los precios internacionales del petróleo.

El documento consta de seis secciones. En la primera de ellas se resume brevemente el marco regulatorio histórico de los contratos petroleros en Ecuador, mientras que en la segunda se presentan las fuentes y la distribución de la renta petrolera hasta el año 2008. En la tercera se registran los cambios más recientes en el marco regulatorio y en la cuarta los correspondientes al entorno institucional que guardan relación con la distribución de los recursos petroleros en el sector público. La distribución de los recursos petroleros en el país se resume en la quinta sección, mientras que en la sexta y última se describen los cambios en los ingresos petroleros a raíz de las variaciones en el precio internacional del petróleo.

1. Breve reseña del marco regulatorio histórico de los contratos petroleros

Desde comienzos del siglo XX, el Estado ecuatoriano ha mantenido los derechos de propiedad sobre todos los recursos minerales, incluyendo el petróleo, si bien su explotación ha estado a cargo de compañías privadas extranjeras. A partir del auge petrolero de la década de los años setenta, las leyes y los contratos en Ecuador se han orientado principalmente a regular la exploración petrolera y su desarrollo y producción—incluyendo la relación entre el Estado ecuatoriano y las empresas petroleras extranjeras— por un lado, y a definir el pago de impuestos y regalías relacionados, por el otro.

En 1973 se expidió la Ley de Hidrocarburos, el primer estatuto específico para el sector petrolero. Este dio lugar a la creación de una empresa estatal petrolera, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), que posteriormente se convirtió en Petroecuador. Sus objetivos principales han sido dos: manejar la relación entre el Estado y las empresas petroleras extranjeras, y explorar, explotar, producir y distribuir petróleo y sus derivados por su propia

cuenta. Así, CEPE/Petroecuador ha firmado todos los contratos petroleros en nombre del Estado ecuatoriano. Esta ley estableció también los cinco tipos diferentes de contratos que CEPE/Petroecuador podía firmar con las empresas privadas. Posteriormente, la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, aprobada en 2010, también reconoció los cinco tipos de contrato con empresas nacionales o extranjeras a los que el Estado puede recurrir:

1. ***Contratos de asociación (establecidos en 1973)***. Petroecuador provee los campos petroleros y la compañía socia cubre todos los costos de exploración y desarrollo de los mismos. Esta última asume todo el riesgo de exploración y comparte los riesgos de producción y precio en proporciones que se deben establecer en el contrato. Esta forma de contratación se usó en la década de los años setenta, durante los primeros años del auge petrolero.
2. ***Compañías de economía mixta (establecidas en 1973)***. Se constituye una nueva compañía entre Petroecuador y una empresa nacional o extranjera con representación en el país para la exploración, desarrollo y explotación de campos petroleros. Esta modalidad se usó con Texaco desde fines de los años setenta y hasta 1993, cuando el contrato con esa empresa expiró. Desde entonces no se ha utilizado esta modalidad.
3. ***Contratos de prestación de servicios (introducidos en 1982)***. El Estado es dueño del 100% de la producción, después de cubrir los costos de la misma y de reconocer un margen de ganancia para la compañía privada, el cual se fija en el contrato. La compañía privada extranjera corre con todos los riesgos de exploración, inclusive si el campo petrolero resulta no viable comercialmente. Si es comercialmente viable, Petroecuador asume el riesgo de precio y cubre los gastos de explotación más un margen. Solo la empresa italiana AGIP ha tenido este tipo de contrato, introducido originalmente como incentivo para que las compañías privadas extranjeras invirtieran en el sector.
4. ***Contratos de participación (introducidos en 1993)***. El Estado recibe una parte del crudo producido y la empresa privada se queda con el resto. La empresa cubre los costos de exploración, decide si el campo es viable, y en tal caso procede a su desarrollo y explotación. La participación que recibe el Estado dependerá de los volúmenes de producción y de la calidad del crudo del campo, y se define en parte en la Ley de Hidrocarburos y en parte en cada contrato (Albornoz, Cueva y Gordillo 2006). Luego de una

década de precios del petróleo bajos, la ley incorporó este tipo de contratos en 1993 con el fin de minimizar la exposición del Estado al riesgo de precio. Hasta el último trimestre de 2010¹, la mayoría de empresas extranjeras había tenido este tipo de contrato con Petroecuador.

5. ***Contratos de campos marginales***. Se trata de una forma especial de contrato exclusiva para campos maduros cuya producción es inferior al 1% del total nacional. El objetivo de estos contratos es que una empresa privada traiga nuevos capitales y tecnología para incrementar la producción en campos maduros de pequeño volumen. Se procede a estimar una curva de producción de referencia para el campo, y por esa producción el contrato funciona como si fuera de prestación de servicios, donde el Estado reconoce a la empresa una tarifa. Si la producción se incrementa por encima de la línea de referencia, por la diferencia el Estado recibe una participación del crudo y la empresa se queda con el remanente.

Desde 1993 hasta el último trimestre de 2010, la mayoría de las empresas privadas que extraían crudo en el país habían mantenido contratos de participación, mostrándose muy reacias a renegociarlos². Bajo esta modalidad, la producción privada creció hasta 2005. Durante el periodo 1994-2004, las inversiones realizadas por las compañías privadas fueron en promedio ocho veces superiores a las realizadas por Petroecuador (Banco Mundial 2010). Adicionalmente, la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) en 2003 —llevada a cabo exclusivamente por empresas privadas— permitió a las compañías involucradas expandir su producción aún más, de 77,9 millones de barriles en 2003 a 120,3 millones en 2004.

La mayoría de los contratos de participación firmados antes de 1999 no tenía cláusulas para reajustar las proporciones de participación si el precio del petróleo subía considerablemente. En consecuencia, a partir de 2005 —en un entorno de precios al alza— el Estado comenzó a percatarse de que la mayor parte de los ingresos extraordinarios alimentaba a las compañías privadas, siendo el petróleo un recurso ecuatoriano. En ese contexto se iniciaron complejas

¹ Según una de las disposiciones transitorias del Reglamento a las Reformas a la Ley de Hidrocarburos de 2010, “los contratos que se suscriban en el año 2010 para adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, podrán establecer el 1 de enero del 2011 como fecha efectiva para el inicio de las respectivas operaciones bajo la nueva modalidad contractual”.

² Solo AGIP conservó un contrato de prestación de servicios. Bajo esta modalidad, la producción privada creció hasta 2005.

negociaciones entre Petroecuador, el gobierno ecuatoriano y las compañías privadas para renegociar los contratos que, bajo el marco jurídico vigente, solo podían renegociarse por mutuo acuerdo. Paralelamente, varios hechos y cambios de naturaleza jurídica generaron tensiones entre el Estado y las compañías privadas, a saber:

- En 2006, después de un proceso de dos años, el Ministro de Energía procedió a declarar la caducidad del contrato de la compañía Occidental (Oxy). Esto al considerar que la transferencia por parte de dicha compañía del 40% de su participación en el Bloque 15 a City Investing (posteriormente adquirida por la canadiense Encana, hoy Andes Petroleum) sin notificar previamente a Petroecuador constituía una violación del contrato y de la Ley de Hidrocarburos. Algunas compañías privadas consideraron esta decisión como un debilitamiento de las condiciones jurídicas que sustentaban su operación en el país, como consecuencia de lo cual existen varios procesos de arbitraje internacional en curso.
- En mayo de 2006 se expidió la Ley 42 mediante la cual se estableció que por lo menos un 50% de los ingresos por concepto de la vigencia de precios extraordinariamente elevados debía pagarse a Petroecuador. El porcentaje exacto de pago, que se regulaba mediante reglamento, se incrementó en julio de 2007 a 99% mediante Decreto Ejecutivo 662, antes de reducirlo a 70% en diciembre de 2007 y de establecerlo simultáneamente como un gravamen dentro de la Ley Reformativa para la Equidad Tributaria en Ecuador aprobada por la Asamblea Constituyente.
- En 2008, en la Ley Orgánica para la Recuperación del Uso de los Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento se dispuso, en primer lugar, la transferencia de todos los recursos actuales y futuros de los fondos petroleros al presupuesto general, y en segundo lugar se reemplazaron todas las reglas de responsabilidad fiscal por una sola norma. En esta se especifica que el gasto corriente no puede ser financiado por ingresos provenientes de operaciones de deuda pública o de exportaciones de petróleo, un tema que se desarrollará más adelante.

- Mientras continuaban discusiones entre Petroecuador y las empresas privadas, estas últimas firmaron contratos temporales de participación para el periodo 2008-09, que en la práctica se extendieron hasta 2010.

Finalmente, en julio 2010 la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno estableció su primera disposición transitoria sobre los contratos de participación y los de prestación de servicios que se encontraran suscritos, si bien en ella se reconocían los cinco tipos de contratos a utilizar. Allí se asignaba un plazo de 120 días para que los dos tipos mencionados se modificaran y adaptaran al nuevo modelo de contrato de prestación de servicios establecido en el reformado artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos. De no llegar a un acuerdo, la nueva Secretaría de Hidrocarburos los daría por terminados y fijaría los valores de liquidación. El plazo fue de 180 días para los contratos de campos marginales.

Asimismo, en las reformas a la Ley de Régimen Tributario Interno se dispuso que las empresas con contratos de prestación de servicios paguen la tasa única de 25% de impuesto a la renta para personas jurídicas (versus una tasa del 44,4% en la normativa anterior), y que las empresas petroleras con contratos de prestación de servicios no se beneficien de la reducción prevista en la tarifa del impuesto a la renta por efecto de reinversión de utilidades. Mediante esta ley se modificó igualmente la función de Petroecuador y la definición de la política petrolera, como se verá más adelante.

Al vencimiento del plazo de 120 días el 23 de noviembre de 2010, algunas compañías (AGIP Oil, ENAP-SIPEC, Andes Petroleum, Petroriental y Repsol YPF) aceptaron las condiciones de los nuevos contratos de prestación de servicios y firmaron contratos hasta 2025 con tarifas que van desde US\$16,72 hasta US\$41 por barril, dependiendo de las condiciones de los campos y de compromisos de inversión combinados por US\$1.207 millones a lo largo de cinco años (US\$963 millones en campos en producción y US\$242 millones en aquellos en exploración). En este contexto, Petroecuador anunció inversiones esperadas de entre US\$100 millones y US\$500 millones para cada campo en el mismo periodo. Otras compañías — Petrobras (Consortio Ecuador TLC), Canadá Grande, EDC y CNPC— no aceptaron las nuevas condiciones y comenzaron procesos de liquidación. Los campos que operaban fueron asumidos

por Petroamazonas (Bloque 18, antes administrado por Petrobras) y Petroecuador (Bloque 1, situado en la Costa fuera de la provincia de Santa Elena y antes operado por Canadá Grande, y Bloque 3, situado en la provincia de El Oro 3 y antes operado por EDC).

En cuanto a los contratos de campos marginales, el 23 de enero de 2011 cinco compañías—Tecpecuador, Petróleos Sudamericanos, Petrobell, Repsol YPF (campo marginal Tivacuno) y Consorcio Pegaso— firmaron los nuevos contratos, cuya tarifa fluctúa entre US\$21 y US\$58 por barril, al tiempo que se comprometían a invertir US\$180 millones durante los tres años siguientes. Otras tres compañías (Bellwether International, Gran Colombia y Consorcio Petrolero Amazónico) se abstuvieron de firmar los nuevos contratos e iniciaron procesos de liquidación.

En junio de 2011 salieron a licitación seis campos petroleros marginales en la Amazonía (bloques Charapa, Ocano Peña Blanca, Eno Ron, Singue, Armadillo y Chanangue). En septiembre del mismo año se recibieron ofertas de ocho empresas interesadas bajo el modelo de prestación de servicios con tarifa. Los contratos regirán por tres años, con un monto mínimo de inversión exigido de US\$180 millones y un valor presente neto esperado de US\$750 millones para el Estado.

A principios de octubre de 2011, Ecuador firmó un nuevo contrato con la Empresa Nacional de Petróleo chilena (ENAP) para la exploración y explotación de petróleo en el Bloque 3 en la región costera de Jambelí, en la frontera sur entre Ecuador y Perú. A través de este contrato de prestación de servicios, la empresa chilena SIPEC, perteneciente a ENAP, realizará actividades de exploración en busca de yacimientos durante los próximos cuatro años, con US\$45 millones en exploración sísmica bajo su propio riesgo. De encontrarse posibilidades de explotación, se modificaría el contrato y se realizaría la explotación en los próximos 20 años, con posibilidad de renovación. A partir de este contrato se modifican los anteriores con ENAP para la explotación de los bloques amazónicos Paraíso, Biguno, Huachito e Intercampos (PBHI), que en conjunto tienen una producción promedio de 17 mil barriles diarios.

Por último, el Ministro de Recursos no Renovables informó que el 31 de octubre de 2011 se efectuaría la convocatoria de la licitación de los bloques petroleros ubicados en el suroriente

del país, para lo cual se esperaba suscribir nuevos contratos en octubre de 2012. Del total de bloques, cuatro serían entregados a compañías estatales ecuatorianas (Petroamazonas EP y EP Petroecuador), siete serían concesionados a empresas estatales de países amigos y 10 a compañías privadas.

2. Fuentes y distribución de la renta petrolera hasta el año 2008

La explotación de crudo y la refinación de derivados pertenecientes al Estado ecuatoriano (que provienen de la producción de Petroecuador y de las compañías privadas) son las principales fuentes de renta petrolera. Hasta 2008 Petroecuador realizaba otras funciones de las cuales también se obtenía renta petrolera (Naranjo, Ordóñez Llanos y Pantoja 2009). Existían además leyes específicas en las que se preveían aportes directos tanto de Petroecuador como de las empresas privadas a tres organismos: el Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico, Rentas Sustitutivas y el Fondo de Desarrollo de las Provincias de la Región Amazónica.

Al tenor de la Ley 45 de Petroecuador, el Banco Central del Ecuador (BCE) realizaba desde los la década de los años setenta el proceso de liquidación de los recursos de la renta petrolera. Aunque la información relacionada con el manejo de los recursos públicos provenientes del petróleo no se difundía por estar sujeta al sigilo bancario, tales ingresos se repartían entre 28 partícipes a través de cuentas de distribución en el BCE, pero llegaban a cerca de 100 instituciones adicionales (Cueva 2006). Estas asignaciones ocurrían dentro de un marco jurídico y regulatorio en el cual se definían varias preasignaciones, las instituciones beneficiadas, las fuentes de ingresos involucradas y el monto de recaudación. Entre 2003 y 2005, el 37% del total de la renta petrolera se dirigió a los fondos petroleros, el 37% al Gobierno Central, el 19% a Petroecuador, mientras que el 4% restante se distribuía entre las entidades autónomas. A continuación se reseñan los distintos rubros.

Fondos petroleros

Al igual que muchos otros exportadores de productos básicos o *commodities*, Ecuador estableció varios fondos de estabilización petrolera, especialmente en el periodo 2000-06. En un contexto de bajos precios internacionales del petróleo, la crisis económica y financiera de 1998-99 fue el

resultado de debilidades fiscales, deficiencias en la supervisión bancaria, aumento del crédito bancario de dudosa calidad y problemas de gobernabilidad. Luego de declarar la moratoria de su deuda comercial extranjera, el país decidió dolarizar formalmente la economía y empezó a recuperarse en el año 2000; al mismo tiempo, el aumento de los precios del petróleo se tradujo en mayores ingresos fiscales. Con mejores condiciones en este último ámbito, aunque con un acceso todavía limitado al financiamiento externo y restricciones en el interno, se crearon las condiciones de política económica para introducir un esquema de estabilización petrolera. Así pues, entre 2000 y 2006 se crearon cinco fondos petroleros:

1. *Fondo de Estabilización Petrolera (FEP)*. Se creó en marzo de 2000 mediante la preasignación de diferentes porciones de ingresos petroleros superiores a lo presupuestado (sobre todo por precios del petróleo superiores al precio de referencia del presupuesto) para estabilización macroeconómica (45%), construcción y mantenimiento de vías en la Región Amazónica (35%), proyectos de desarrollo en las provincias de frontera (10%) y gasto de capital para seguridad interna (10%).
2. *Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento Público (FEIREP)*. Se creó en junio de 2002 y quedó bajo el manejo del BCE como un fideicomiso mercantil. Sus recursos —provenientes de la participación del Estado en las ventas de crudo pesado, ingresos previamente preasignados por el FEP, superávits del Gobierno Central a fines de cada año e ingresos por inversiones del mismo fondo— estaban preasignados a operaciones de recompra de deuda para seguridad social (70%), estabilización de los ingresos petroleros y gastos de emergencia (20%), y gasto en educación y salud (10%).
3. *Cuenta Especial de Reactivación Productiva y Social, del Desarrollo Científico-Tecnológico y de la Estabilización Fiscal (CEREPS)*. Esta reemplazó al FEIREP en julio de 2005 y entró en operación como cuenta especial presupuestaria con ingresos similares a los del aquel. Sus recursos fueron preasignados para financiar proyectos productivos o de infraestructura; pagos de deuda a la seguridad social y operaciones de recompra de deuda (35%); proyectos de inversión social, sobre todo en educación y salud (30%); investigación (5%); mejoramiento y mantenimiento de vías (5%); proyectos ambientales para mitigar el

impacto de actividades petroleras y mineras (5%), y estabilización de ingresos petroleros (20%).

4. *Fondo de Ahorros y Contingencias (FAC)*. Se creó junto con la CEREPS como fideicomiso manejado por el BCE para recaudar fondos de estabilización de ingresos petroleros y gastos de emergencia, así como todos aquellos recursos de la CEREPS que no se hubieran ejecutado al final del año.
5. *Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Estratégicos e Hidrocarburíferos (FEISEH)*. Se creó en octubre de 2006 para manejar los ingresos petroleros de los campos operados previamente por la Oxy. Sus ingresos fueron preasignados para reembolsar a Petroecuador por operar tales campos, compensar a la CEREPS y al presupuesto general por los ingresos perdidos por el cese de operaciones de la Oxy e invertir en los sectores de hidrocarburos y eléctrico.

A través de diferentes leyes, el Congreso introdujo varias cláusulas de responsabilidad fiscal, complementando así las disposiciones de la Constitución vigente en ese entonces. Así pues, el Congreso no podía aumentar los ingresos del presupuesto y/o los límites de gasto propuestos por el Ejecutivo, mientras que este último necesitaba la aprobación del Congreso para gastar por encima del 5% de los límites presupuestarios. En términos reales, el gasto corriente primario (excluyendo el pago de intereses) no podía crecer más del 3,5% anual y el de capital no más de 5% anual. El gasto corriente presupuestado para instituciones del sector público no financiero (SPNF) no podía aumentar más de 2,5% anualmente en términos reales. El déficit fiscal no petrolero tenía que reducirse anualmente en 0,2% del PIB hasta alcanzar el equilibrio.

Según Cueva (2008), entre 1999 y 2006 ingresaron a estos fondos aproximadamente US\$6.220 millones (descontando las transferencias realizadas entre los mismos para evitar una doble contabilización de los ingresos). De este monto, alrededor de US\$4.864 millones fueron utilizados para distintos fines, y solo un 21,8% del total de recursos se mantenía como saldo o ahorro para finales del 2006. Según el Observatorio de la Política Fiscal (2008), a finales de 2007 los fondos petroleros existentes tenían un saldo aproximado de US\$1.400 millones, equivalente al 20% de los ingresos acumulados hasta ese periodo. La mayor parte de los recursos había sido utilizada para compensar las variaciones entre ingresos petroleros planificados y efectivos; el

23% de los recursos se había destinado a la recompra de deuda ecuatoriana y el 16% a atender a los sectores de energía e hidrocarburos. Aunque todos los fondos petroleros variaban en su funcionamiento, objetivos y partícipes, con una porción del esquema se buscaba introducir mecanismos de estabilización fiscal para enfrentar la volatilidad de los ingresos petroleros; sin embargo, otras disposiciones sobre el particular complicaban el esquema de por sí confuso y poco transparente de preasignaciones presupuestarias y fuera de presupuesto.

En abril de 2008, la Asamblea Constitucional eliminó todos los fondos petroleros y muchas de las preasignaciones de ingresos petroleros a través de la Ley Orgánica para la Recuperación del Uso de los Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento. Mediante esta ley se transfirieron todos los recursos actuales y futuros de los fondos petroleros al presupuesto general. Cueva (2008) señala que el argumento político para la reforma que eliminó los fondos petroleros fue el uso excesivo de recursos para el pago de la deuda en detrimento de la inversión social. Pese a su lógica técnica, los objetivos de los fondos podían ser malinterpretados como una priorización de las obligaciones de deuda (en vez de estabilidad fiscal futura) por sobre las necesidades de gasto social.

Gobierno Central

Hasta 2008, el Gobierno Central recibía recursos por exportaciones petroleras y por transferencias desde los fondos petroleros. Entre enero de 2003 y el primer trimestre de 2008, según cifras del BCE los ingresos por exportaciones petroleras del Gobierno Central sumaban US\$8.022 millones. En este periodo, los ingresos petroleros representaron el 27,3% en promedio de los ingresos totales del Gobierno Central.

Petroecuador

Petroecuador recibió renta petrolera para cubrir los costos de sus operaciones de exploración, explotación, transporte, comercialización e importación de petróleo y derivados, determinados conjuntamente por la Dirección Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Finanzas. La Ley de Petroecuador establecía el Presupuesto de Inversiones Petroleras financiado con un porcentaje de los ingresos por las diferentes actividades de Petroecuador. Aunque la ley establecía que al menos el 40% de los recursos fuera destinado a inversiones de exploración y producción, en la

práctica el presupuesto era manejado por el Ministerio de Finanzas, por lo que Petroecuador competía con otros sectores del gobierno por sus presupuestos. Paralelamente, el costo operacional de Petroecuador subió de US\$6,9 por barril en 2004 a US\$11,8 por barril en 2008.

Gobiernos seccionales y otros entes partícipes

Los gobiernos seccionales, especialmente los de la Región Amazónica, recibieron también parte de la renta petrolera. Las principales fuentes de ingresos para los gobiernos seccionales eran el Fondo para el Ecodesarrollo para la Región Amazónica, el Fondo de Desarrollo Seccional (FODESEC), Rentas Sustitutivas y el Fondo de Desarrollo de las Provincias de la Región Amazónica, con mayoría de recursos provenientes de gravámenes asignados a empresas públicas y privadas.

A través de las preasignaciones dispuestas por mandato legal, otras instituciones se beneficiaron de la renta petrolera tanto dentro del presupuesto (BCE, INNFA, universidades, Ministerios de Salud y Trabajo, bancos de vivienda y agricultura) como por fuera de él (Junta de Defensa, Petroecuador, CORPEI, Fondo para el Desarrollo Amazónico ECORAE, provincias de frontera y universidad ESPOL). Sin embargo, los montos que recibieron fueron muy reducidos y difícilmente podían generar cambios importantes en esas instituciones o en la sociedad.

Las disposiciones legales relacionadas con las preasignaciones variaban con el tipo de contrato petrolero y de petróleo crudo involucrado:

- Los ingresos por petróleo crudo ligero (dentro de los límites presupuestarios), eran usados para los partícipes de preasignaciones y para el presupuesto.
- Los ingresos por petróleo crudo ligero (fuera de los límites presupuestarios), iban al FEP para ser parcialmente utilizados en gasto a lo largo del año y además estaban sujetos a un procedimiento de liquidación al final del mismo.
- Los ingresos por petróleo crudo pesado salían de los campos tradicionales de Petroecuador y de su participación en los contratos petroleros con compañías privadas. Estos ingresos también se destinaban a preasignaciones fuera del

presupuesto para Ecodesarrollo, antes de ir a la cuenta CEREPS, para ser posteriormente retirados a lo largo del año para los usos previstos.

- Los ingresos por petróleo crudo pesado del Bloque 15 (antes Oxy) también se destinaban al FEISEH (que financiaba en parte el presupuesto), y a beneficiarios tanto por fuera del presupuesto como dentro del mismo.

3. Marco regulatorio para la distribución de los recursos petroleros en el sector público

La Constitución de la República del Ecuador aprobada en 2008 contiene varias disposiciones relativas al manejo de los ingresos provenientes de recursos naturales destinados a las finanzas públicas, a saber:

- El Artículo 313 establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos de decisión y control exclusivo del Estado son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen una influencia económica, social, política o ambiental decisiva y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos: la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua y los demás que disponga la ley.
- El Artículo 317 indica que los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. En su gestión, el Estado priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales, al tiempo que minimizará los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico.
- Al tenor del Artículo 286, en todos los niveles de gobierno las finanzas públicas se conducirán de forma sostenible, responsable y transparente,

procurando la estabilidad económica. Los egresos permanentes se financiarán con ingresos permanentes, y los egresos no permanentes con ingresos no permanentes. Los egresos permanentes para salud, educación y justicia serán prioritarios y, de manera excepcional, podrán ser financiados con ingresos no permanentes.

- El Artículo 298 establece preasignaciones presupuestarias destinadas a los gobiernos autónomos descentralizados, al sector salud, al sector educación, a la educación superior y a la investigación, ciencia, tecnología e innovación en los términos previstos en la ley. Las transferencias correspondientes a preasignaciones serán predecibles y automáticas. Se prohíbe crear otras preasignaciones presupuestarias.

Por otra parte, a través de la Ley Orgánica para la Recuperación del Uso de los Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento aprobada en 2008 se transfirieron todos los recursos actuales y futuros de los fondos petroleros al presupuesto general y se reemplazaron todas las reglas de responsabilidad fiscal por una única regla; según esta el gasto corriente no puede ser financiado por ingresos provenientes de operaciones de deuda pública o de exportaciones de petróleo. La ley mantuvo la preasignación del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico. Para aliviar cualquier malestar político, también se estableció que en 2008 todas las instituciones públicas que se beneficiaban de las preasignaciones por ingresos petroleros recibirían del presupuesto general por lo menos la misma cantidad de recursos recibida en 2007.

El reglamento de dicha ley regula algunos aspectos de la distribución de recursos petroleros, de la siguiente manera:

- Se entienden por ingresos por exportaciones petroleras los recursos provenientes de la actividad petrolera menos los costos inherentes a la misma. Así, el registro de la producción, exportación y transporte de crudo por cada campo y tipo de contrato debe efectuarse por parte de Petroecuador y Petroamazonas, entidades que deberán mantener sus registros contables

independientes. No se considerarán como ingresos por exportación de crudo los provenientes de la exportación y venta de derivados y los impuestos generados por la actividad petrolera.

- Según el artículo 13, el BCE seguirá liquidando los ingresos provenientes de las exportaciones de crudo y derivados de acuerdo con las instrucciones impartidas por el Ministerio de Finanzas y los justificativos presentados por Petroecuador. El BCE aprovisionará, en la Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD), los recursos públicos de origen petrolero, el valor de la diferencia que el Ministerio de Finanzas requiera para cubrir las importaciones de derivados y la provisión local de Gas Licuado de Petróleo (GLP); dicho valor deberá constar dentro del Presupuesto General del Estado. Los valores de esta cuenta serán liquidados al finalizar el año fiscal dentro del primer trimestre del año subsiguiente.
- Al tenor del artículo 14, los costos de extracción, producción, comercialización, transporte, exportación e importación de crudo y derivados serán determinados por Petroecuador y Petroamazonas sobre la base de una metodología de cálculo de costos provisionales para un ejercicio fiscal. Esta información será presentada al Ministerio de Finanzas y al Ministerio de Recursos no Renovables. Estos costos, así como las nuevas inversiones, serán reliquidados sobre la base de los estados financieros de Petroecuador y de las auditorías que elabore la Dirección Nacional de Hidrocarburos o DNH (ahora Secretaría de Hidrocarburos) en forma trimestral; el resultado será comunicado al BCE y a Petroecuador para que realicen los ajustes correspondientes.
- Mantendrán su naturaleza aquellos contratos de modalidad de trueque, canje o permuta de crudo y derivados de petróleo suscritos por Petroecuador que se encuentren vigentes previamente a la fecha de promulgación de la Ley Orgánica para la Recuperación del Uso de los Recursos Petroleros del Estado y Racionalización Administrativa de los Procesos de Endeudamiento. Petroecuador podrá suscribir nuevos contratos bajo estas modalidades,

correspondiéndole al Ministerio de Finanzas expedir las normas para contabilizar dichas operaciones.

Otra ley vigente que regula el manejo de recursos petroleros es la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno aprobada en 2010. Esta ley introdujo principalmente tres reformas:

- Petroecuador perdió su capacidad de desarrollar, ejecutar y aplicar la política petrolera, función que tuvo desde 1973 como CEPE. Con la nueva reforma, la política petrolera queda en manos del Ministerio de Recursos no Renovables y de la Secretaría de Hidrocarburos, nueva institución creada específicamente para hacerse cargo del diseño y ejecución de las políticas petroleras. Por otra parte, las relaciones contractuales con las empresas petroleras privadas ya no son manejadas por Petroecuador sino por la nueva Secretaría. Es decir, bajo el nuevo marco jurídico Petroecuador es una empresa que se encarga específicamente de la exploración, producción, transporte y comercialización de crudo y derivados, función esta que puede compartir con las empresas privadas y con la nueva empresa pública de hidrocarburos, Petroamazonas.
- Se permite al Estado la renegociación de los contratos petroleros y la adjudicación de campos a empresas en condiciones que se ajusten a la actual coyuntura de precios internacionales elevados.
- En los contratos de prestación de servicios, de los ingresos provenientes de la producción de campos el Estado se reserva un 25% como “margen de soberanía”. Con el 75% restante se cubren los costos de transporte y comercialización en los que incurre el Estado, y con el remanente la tarifa de pago de servicios establecida en cada contrato.

En materia de preasignaciones, la única que se mantiene desde el año 2008 es la del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico. La ley de creación de este fondo, más conocida como Ley 10, fue expedida originalmente en septiembre de 1992. Sus posteriores modificaciones (la última en enero de 2008) establecen que el fondo se incrementará con un

impuesto equivalente a US\$1 por cada barril de petróleo que se extraiga en la Región Amazónica y se comercialice en los mercados interno y externo. Dichos recursos serán depositados mensualmente en una cuenta especial en el BCE por las empresas nacionales y extranjeras dedicadas a la explotación petrolera en la Amazonía ecuatoriana. A su vez, el BCE transferirá, dentro de los primeros diez días de cada mes y sin necesidad de orden previa, los recursos de este fondo a los respectivos partícipes, con base en los siguientes porcentajes³:

- El 58% se destinará a los municipios amazónicos, incluidas las parroquias rurales Río Verde y Río Negro del cantón Baños, así como y las parroquias rurales Matus, El Altar, La Candelaria y Bayusig del cantón Penipe. Esto con el fin de financiar proyectos de agua potable, alcantarillado sanitario, regeneración urbana, tratamiento de desechos sólidos y de aguas servidas, educación, salud, así como desarrollo productivo y microempresarial en áreas urbanas y rurales en la respectiva jurisdicción cantonal.
- El 28% se asignará a los consejos provinciales de la Región Amazónica para proyectos de caminos vecinales, dotación de infraestructura educativa, alcantarillado sanitario y agua potable del área rural, así como para iniciativas de desarrollo ambiental en materia de prevención, preservación y conservación del ambiente, biodiversidad, áreas naturales protegidas, reservas de la biósfera, cuencas hidrográficas y manejo de ecosistemas.
- El 9% se destinará al Fondo Regional Amazónico, cuya administración está a cargo del Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico (ECORAE). Los proyectos financiados con los recursos de este fondo deberán ceñirse a las políticas y directrices emanadas por su Directorio, no podrán destinarse al financiamiento de proyectos de los gobiernos seccionales y se utilizarán exclusivamente para: (i) proyectos integrales para el transporte aéreo de acción cívica, ambulancia aérea y transporte fluvial, previo convenio con los organismos públicos competentes; (ii) la constitución y desarrollo de las circunscripciones territoriales indígenas y afroecuatorianas; (iii) el

³ Con excepción de los recursos destinados al Instituto para el Desarrollo Regional Amazónico (ECORAE), los porcentajes a favor de los organismos seccionales serán distribuidos en la siguiente manera: el 40% en partes iguales y el 60% en proporción a la población de cada jurisdicción, conforme a las cifras oficiales del último censo.

fortalecimiento y desarrollo de proyectos y programas agroproductivos impulsados por los centros agrícolas cantonales de la Región Amazónica Ecuatoriana; y (iv) para la preservación y recuperación de los recursos naturales y la biodiversidad.

- El 5% se asignará a la creación del Fondo de Desarrollo Parroquial Amazónico, para las juntas parroquiales.

4. Marco institucional actual para la distribución de los recursos petroleros en el sector público

En Ecuador, la renta petrolera está constituida en su mayoría por los ingresos por exportaciones de petróleo crudo y sus derivados, y por los ingresos de la venta interna de derivados. El proceso de composición de la renta petrolera tiene varias fases, las cuales se resumen a continuación.

Primera fase: exploración y producción de crudo. El petróleo crudo es 100% propiedad del Estado ecuatoriano. En la exploración y explotación de crudo intervienen la Secretaría de Hidrocarburos y dos empresas públicas relacionadas con el sector:

- La Secretaría de Hidrocarburos fue creada en el año 2010 como entidad adscrita al Ministerio de Recursos no Renovables —aunque con personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa— para administrar la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen. Es la encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros, para lo cual define las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y también a las empresas privadas nacionales e internacionales.
- La Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP Petroecuador) fue creada en abril de 2010 como una persona de derecho público con personalidad jurídica y patrimonio propio; está dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión. Según su

decreto de creación, el objeto principal de esta empresa es “la gestión del sector estratégico de los recursos naturales no renovables para su aprovechamiento sostenible, conforme a la Ley Orgánica de Empresa Pública y a la Ley de Hidrocarburos, para lo cual intervendrá en todas las fases de la actividad hidrocarburífera, bajo condiciones de preservación ambiental y de respeto de los derechos de los pueblos”. La subsidiaria Operaciones Río Napo CEM es una empresa petrolera de economía mixta con participación accionaria de EP Petroecuador (70%) y PDVSA Ecuador S.A. (30%). El 3 de septiembre de 2009, Operaciones Río Napo suscribió un Contrato de Servicios Específicos con la ex Petroproducción para la administración, incremento de producción, desarrollo, optimización, mejoramiento integral y explotación del Campo Sacha. En 2011 se empezó a renegociar el contrato para convertirlo en uno de prestación de servicios.

- La Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas EP también fue creada en 2010. Su objeto principal es la gestión de las actividades asumidas por el Estado en el sector estratégico de hidrocarburos y sustancias que los acompañan en las fases de exploración y explotación. Esta empresa asumió la gestión de exploración y explotación de las áreas y campos Bloque 15, Edén-Yuturi y Limoncocha, Pacay, Quilla, Aguajal, Piñacocha, Paka Norte, Paka Sur, los cuales eran administrados y operados por Petroamazonas Ecuador S.A.

Segunda fase: distribución del crudo. La producción total de las empresas privadas pasa a manos del Estado para su exportación. Como ya se indicó, bajo el marco regulatorio actual y la nueva modalidad de contratos, todo el crudo producido es propiedad del Estado. En caso de que las empresas privadas opten por un pago en especie, el saldo para exportación sería el resultado de la deducción de ese pago de la producción total. La producción de las empresas privadas no paga regalías y/o se destina al mercado interno.

Por su parte, las empresas EP Petroecuador y Petroamazonas EP tienen que pagar regalías al Estado ecuatoriano (18,5% de la producción). Una vez pagadas, el crudo se destina a las

refinerías para el consumo interno del país; lo que quede después de estas dos operaciones constituye el saldo para exportación. En este caso, el total exportable consiste en la exportación por regalías más la exportación directa.

EP Petroecuador, a través de las refinerías Esmeraldas, La Libertad y Amazonas, tiene a su cargo la refinación de crudo. El país produce principalmente gasolina súper, gasolina extra, diesel, *fuel oil 4*, *fuel oil 6*, gas licuado de petróleo (GLP) y otros derivados en poca cantidad. De estos derivados, el país exporta básicamente *fuel oil 6*, el cual se usa como insumo para los sistemas de calefacción y no se vende en el mercado interno. El resto de derivados producidos en el país se venden en el mercado interno para los sectores industriales, de transporte y doméstico. Sin embargo, la producción interna de algunos derivados no logra satisfacer la demanda, por lo que el Estado importa esencialmente tres tipos de derivados, a través de EP Petroecuador⁴:

- Nafta de alto octanaje (mezclada en diferentes proporciones con el producto nacional en refinerías y terminales), la cual permite obtener las gasolinas súper y extra.
- El diesel, que es el derivado de petróleo de mayor consumo en el ámbito nacional y se utiliza en diversas actividades productivas. Sin embargo, las refinerías del país no satisfacen la totalidad de la demanda nacional. Existen dos tipos de diesel: el diesel 1, de uso industrial y naviero, y el diesel 2, utilizado para el transporte terrestre y marítimo, la industria y la generación eléctrica.
- La producción nacional de GLP exhibe un importante déficit que se traduce en una alta dependencia de importaciones de este producto para satisfacer la demanda interna.

En el mercado interno ecuatoriano, los derivados del petróleo son subsidiados. En el año 2005 se realizó el último ajuste al precio de venta interna de los derivados del petróleo, mientras que los precios de venta a nivel de terminal han estado congelados hasta la fecha. Al mismo tiempo, desde 2003 el precio internacional de los derivados se ha incrementado considerablemente, siguiendo la tendencia del precio del crudo; es por ello que el monto

⁴ EP Petroecuador también importa otros derivados en menores cantidades, entre ellos *Avgas*, *jet fuel* y *cutter stock* (que se usa para obtener *fuel oil 4* y *fuel oil 6*).

destinado al pago del subsidio a los derivados del petróleo ha ido creciendo considerablemente (para mayores detalles sobre los subsidios a los hidrocarburos, véase el anexo A).

Tercera fase: composición de la renta petrolera. La renta petrolera se compone de los recursos por exportación de crudo, exportación de derivados, venta interna de derivados y una parte mínima por otros conceptos.

Como ya se indicó, según la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, de los ingresos provenientes de la producción de campos bajo contrato con empresas privadas, el Estado se reserva un 25% como “margen de soberanía”; con el 75% restante se cubren los costos en los que incurre EP Petroecuador y la tarifa de pago de servicios. Esta última está establecida en cada contrato, pero en promedio el Estado paga entre US\$35 y US\$38 por barril.

Estos recursos por concepto de la exportación comercial del crudo producido por las empresas privadas se juntan con los de la exportación comercial del crudo de las empresas públicas. El BCE es la institución encargada de recibir todos los fondos provenientes de la exportación comercial de petróleo crudo. De los ingresos obtenidos se deducen los costos de Petroecuador y se transfieren los montos requeridos para cubrir el costo de importación de derivados, si fuese necesario. El saldo que queda se transfiere a la Cuenta Única del Estado ecuatoriano.

Es importante mencionar que actualmente Ecuador también tiene un comercio por trueque con Venezuela y Uruguay. El país entrega petróleo crudo a cambio de derivados del petróleo. Todas estas operaciones son manejadas por Petroecuador a través de un sistema de compensación.

Asimismo, EP Petroecuador realiza exportaciones de derivados y el BCE se ocupa de recibir todos los recursos provenientes de estas ventas. De los ingresos obtenidos se deducen los costos de Petroecuador y se transfieren recursos para cubrir el costo de importación de derivados, si fuese necesario. El saldo se transfiere a la Cuenta Única del Estado ecuatoriano.

Los derivados producidos en el país también se comercializan en el mercado interno. De los ingresos obtenidos por ese concepto (que no incluyen IVA) se deducen los costos de Petroecuador, mientras que los recursos que fueren necesarios se destinan a la importación de derivados; si hubiere algún saldo, este se transfiere a la Cuenta Única del Estado ecuatoriano. Actualmente, todo el manejo financiero de la importación de derivados la realiza el Ministerio de Finanzas a través de la cuenta CFDD antes mencionada. Así, los costos totales de importación de derivados son financiados por los ingresos netos de la venta doméstica de los mismos, por la exportación de crudo y/o por la exportación de derivados.

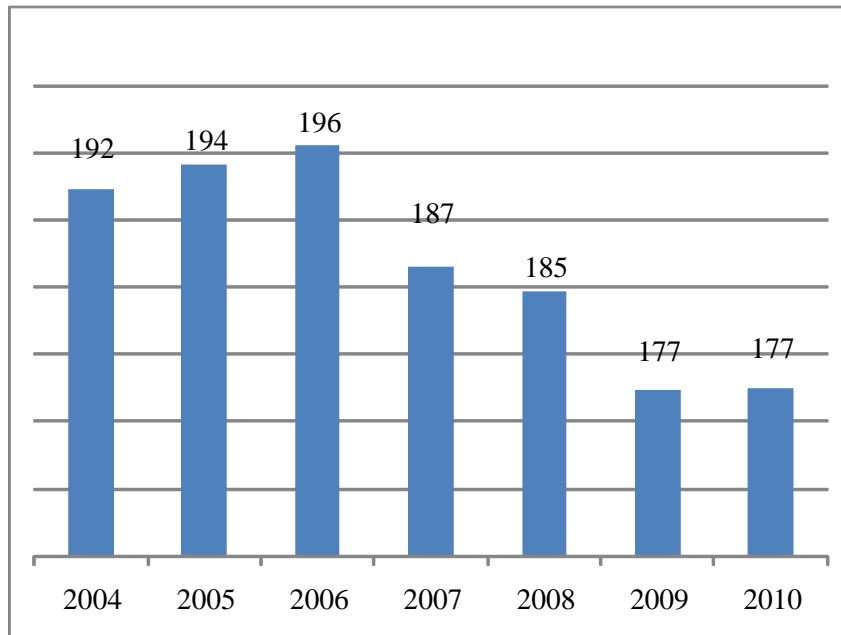
Como se indicó previamente, según la Ley 10, además de estos ingresos se cobra un impuesto equivalente a US\$1 por cada barril de petróleo que se extraiga en la Región Amazónica y se comercialice en los mercados interno y externo.

5. Distribución de los recursos petroleros en Ecuador

Ya se ha señalado cómo la formación de la renta petrolera empieza con la producción de crudo a cargo tanto de las empresas privadas como de Petroecuador y Petroamazonas. En el gráfico 1 se observa la producción total de petróleo crudo en Ecuador entre los años 2004 y 2010. En ese periodo, la producción total alcanzó un pico de 196 millones de barriles en el año 2006. A partir de entonces ha caído anualmente, llegando a 177 millones de barriles en 2010, es decir, un 9,3% menos que en 2006. Entre enero y agosto 2011, la producción total de petróleo crudo alcanzó 121,3 millones de barriles, un 4% más que durante el mismo periodo en 2010.

Gráfico 1. Producción total de petróleo crudo, 2004-2010

(Millones de barriles)

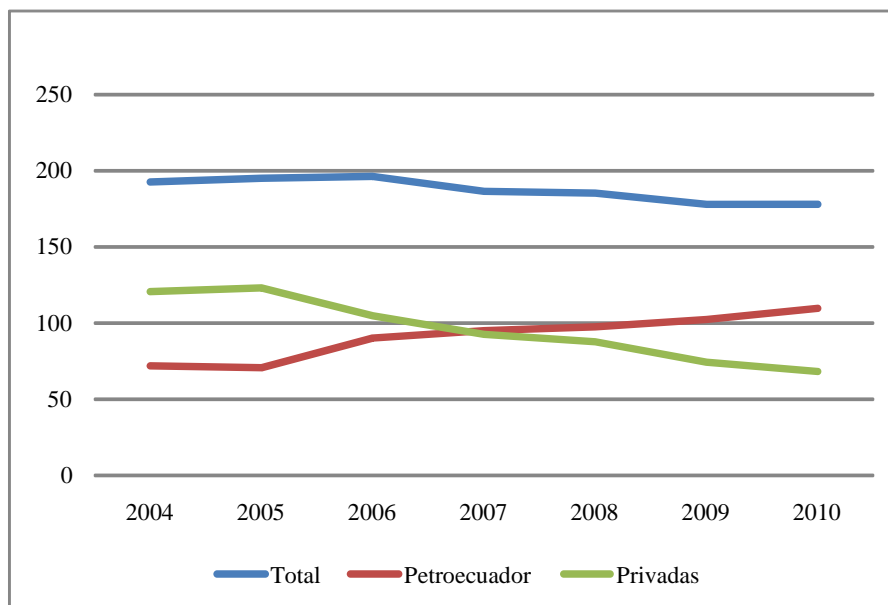


Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

La caída en la producción total de petróleo crudo en Ecuador desde el año 2006 se debió básicamente a la disminución de la producción por parte de las empresas privadas (gráficos 2 y 3). Por un lado, a raíz de la declaratoria de caducidad del contrato con la Oxy, la producción de los campos que operaba esa empresa pasó a manejarse públicamente. Además, en 2008 el Bloque 27 manejado por City Oriente, y en 2009 los Bloques 7 y 21 operados por Perenco, pasaron también a manos de Petroecuador. Por último las modificaciones en los contratos, así como la falta de una definición clara acerca del papel que cumplen las empresas privadas en la política pública petrolera, han conducido a que las firmas no cumplan con sus planes de inversión y a que la producción decline; en el caso de las compañías privadas, esta cayó de 120 millones de barriles en 2004 a 67 millones de barriles en 2010 (una disminución del 43,9%).

Gráfico 2. Producción total de petróleo crudo, 2004-2010

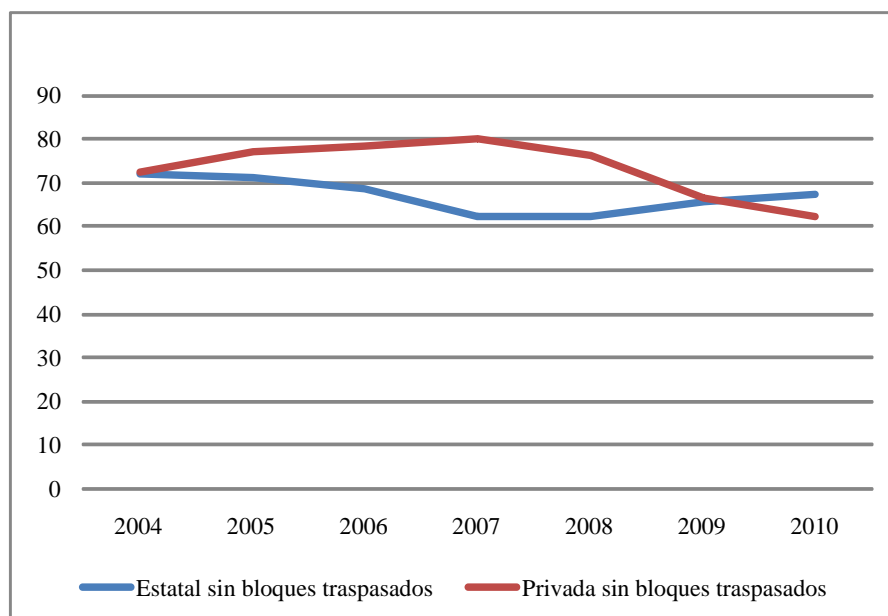
(Millones de barriles)



Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

Gráfico 3. Producción de petróleo crudo sin bloques traspasados, 2004-2010

(Millones de barriles)



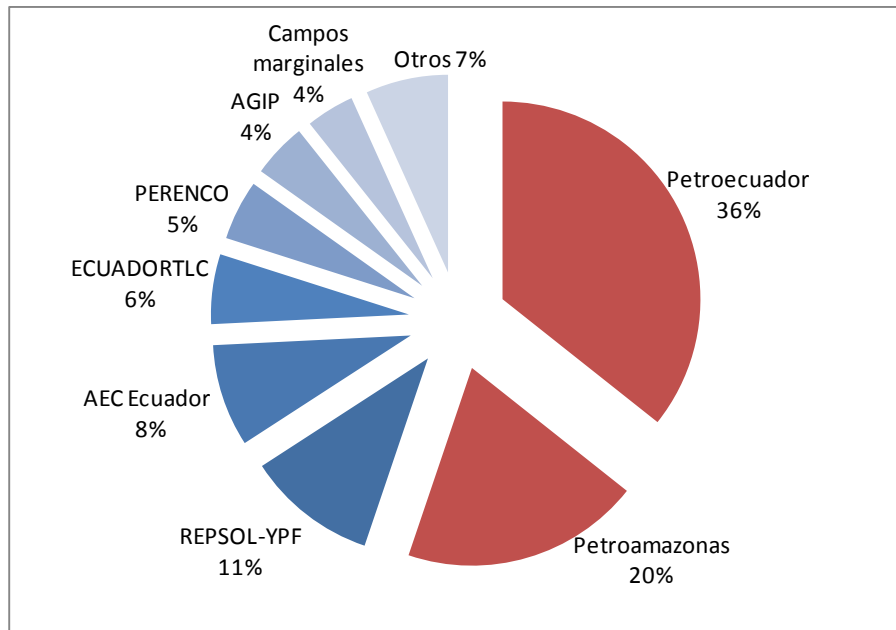
Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

Al excluir la producción petrolera de los mencionados bloques —que pasaron de ser operados privadamente a manos estatales— se puede observar que la producción total de petróleo pasó de 144 millones de barriles en 2004 a 130 millones de barriles en 2010, una reducción de 10,1% en ese lapso. Asimismo, la producción privada ha exhibido una tendencia decreciente desde el año 2007, llegando a 62 millones de barriles en 2010, el nivel más bajo del periodo. Entre 2004 y 2010 la producción privada registró una caída de 13,7%. Por su parte, la producción estatal fue 67 millones de barriles en 2010, un 6,6% menos que en 2004 y 2,4% más que en 2009.

Entre 2004 y 2010, la producción privada representó en promedio un 51% de la producción total de petróleo crudo del país. Sin embargo, la composición de la producción petrolera del país sufrió un cambio en 2006, cuando la producción de Oxy pasó a manos del Estado. Así, entre enero de 2004 y abril de 2006, la producción privada representó en promedio el 63% de la producción total de petróleo crudo del país, una proporción que se redujo al 45% en promedio entre mayo de 2006 y diciembre de 2010, y al 28% durante 2011.

En el gráfico 4 se muestra la composición de la producción total de crudo por empresa entre mayo de 2006 y diciembre de 2010. En ese periodo, las empresas que mayor producción tuvieron fueron las de carácter público —Petroecuador y Petroamazonas—, con una participación de 36% y 20% del total respectivamente; les siguieron Repsol YPF, con una participación de 11%, y AEC Ecuador, con un 8%.

Gráfico 4. Producción total de crudo por empresa, 2006-2010*

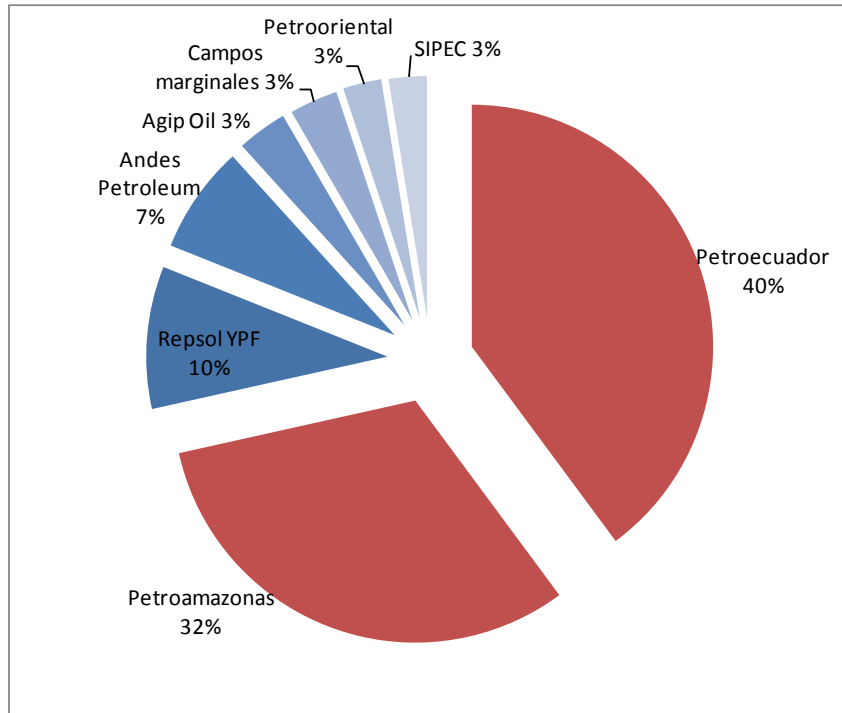


Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

* Desde mayo de 2006.

Para efectos de comparación, en el gráfico 5 se observa la distribución de la producción total de petróleo crudo por empresa entre enero y mayo de 2011, luego de que las compañías privadas que se quedaron operando en el país comenzaran a trabajar con una nueva modalidad de contrato por prestación de servicios. Petroecuador produjo 40% del petróleo crudo del país en este periodo, seguida de Petroamazonas (32%), mientras que la producción de Repsol YPF representó 10% y la de Andes Petroleum 7%. La producción a través de contratos en campos marginales constituyó 3% del total.

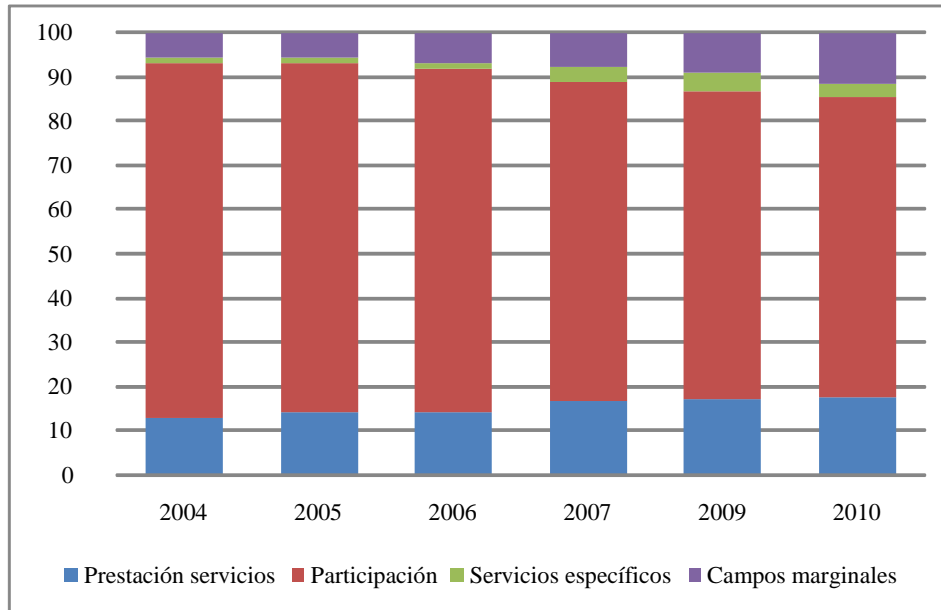
Gráfico 5. Producción total de crudo por empresa, enero-mayo 2011



Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

En el gráfico 6 se observa la composición de la producción total de crudo de las compañías privadas por tipo de contrato. Como se había mencionado, la mayoría de las empresas presentes en el país operaban históricamente a través de contratos de participación. Entre 2004 y 2010, la producción total proveniente de los contratos de participación sumó, en promedio, el 74,4% del total, un nivel bastante superior al de los contratos de prestación de servicios (15,4%), campos marginales (7,8%) y contratos por servicios específicos (2,4%).

Gráfico 6. Composición de la producción privada por tipo de contrato
(%)

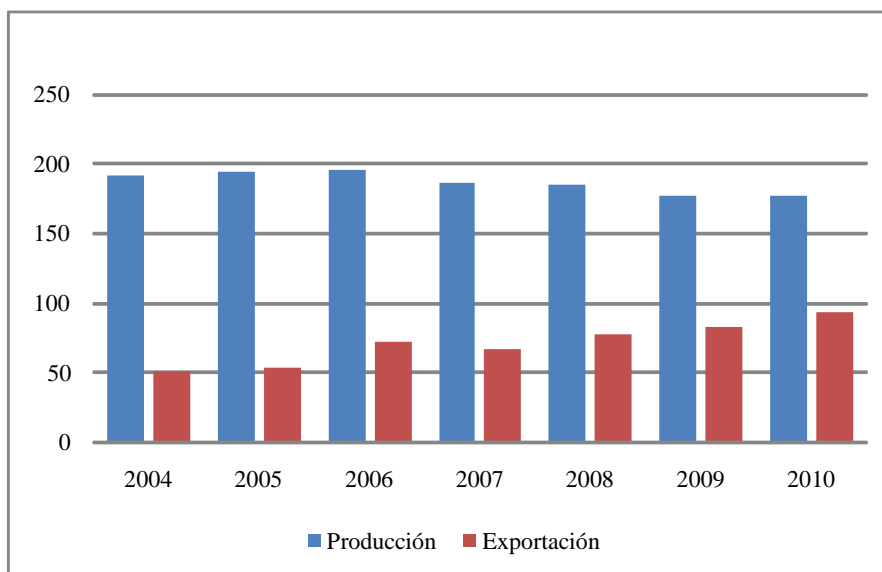


Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

Del total de la producción petrolera de Ecuador, una parte se destina a la exportación y otra se envía a las refinerías del país para la producción de derivados del petróleo. Como se puede observar en el gráfico 7, mientras la producción de petróleo crudo del país ha exhibido una tendencia decreciente entre 2004 y 2010, las exportaciones de petróleo en cambio muestran una tendencia al alza en estos años. Las de petróleo crudo subieron de 50 millones de barriles en 2004 a 93 millones de barriles en 2010, un crecimiento del 84,9%. Durante estos años, la exportación de crudo representó en promedio el 38% de la producción total, mientras que en 2010, los 93 millones de barriles exportados representaron el 53% de la producción petrolera del país.

Gráfico 7. Producción y exportación de petróleo crudo

(Millones de barriles)

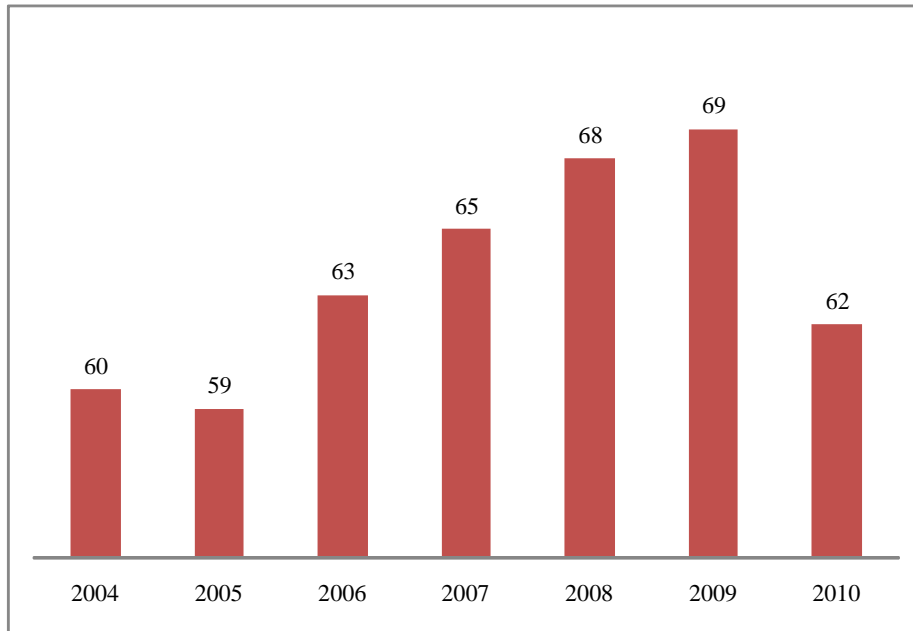


Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

Como se indicó previamente, casi la totalidad del petróleo que no se exporta se destina a la producción de derivados. En el gráfico 8 se ilustra la producción total de derivados del país, que alcanzó un pico de 69 millones en 2009, antes de decaer en un 9,7% en 2010, llegando a 62 millones de barriles. Sin embargo, es importante tener en cuenta que, en ciertos casos, las caídas en la producción de derivados pueden reflejar la paralización temporal de la producción en las refinerías por mantenimiento o por ciertos daños. Así, en 2009 la refinería de Esmeraldas — bastante antigua— se paralizó para realizar labores de inspección en marzo-abril de 2010; asimismo interrumpió sus actividades en dos ocasiones por mantenimiento en marzo y en agosto-octubre de 2011. Entre enero y agosto de 2011, la producción de petróleo del país ascendió a 47 millones de barriles, 17,6% más que la del mismo periodo en 2010.

Gráfico 8. Producción total de derivados 2004-2010

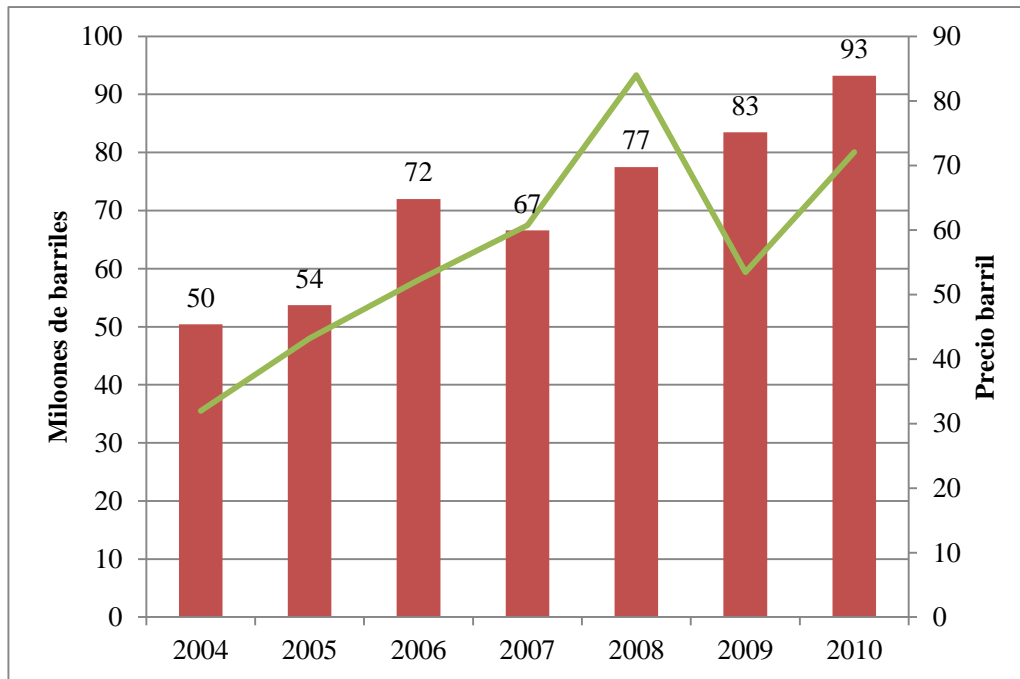
(Millones de barriles)



Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

En el gráfico 9 se muestran la evolución de las exportaciones de barriles de crudo y el precio promedio por barril entre 2004 y 2010. En dicho periodo, el volumen de ventas externas de petróleo crudo (millones de barriles) creció en 84,9%, con un incremento del 11,7% durante 2009-2010. Por su parte, el precio promedio por barril de crudo exportado pasó de US\$32 por barril en 2004 a US\$72 por barril en 2010. Entre enero y agosto de 2011 se exportaron 73 millones de barriles, un 21% más que durante el mismo lapso en 2010.

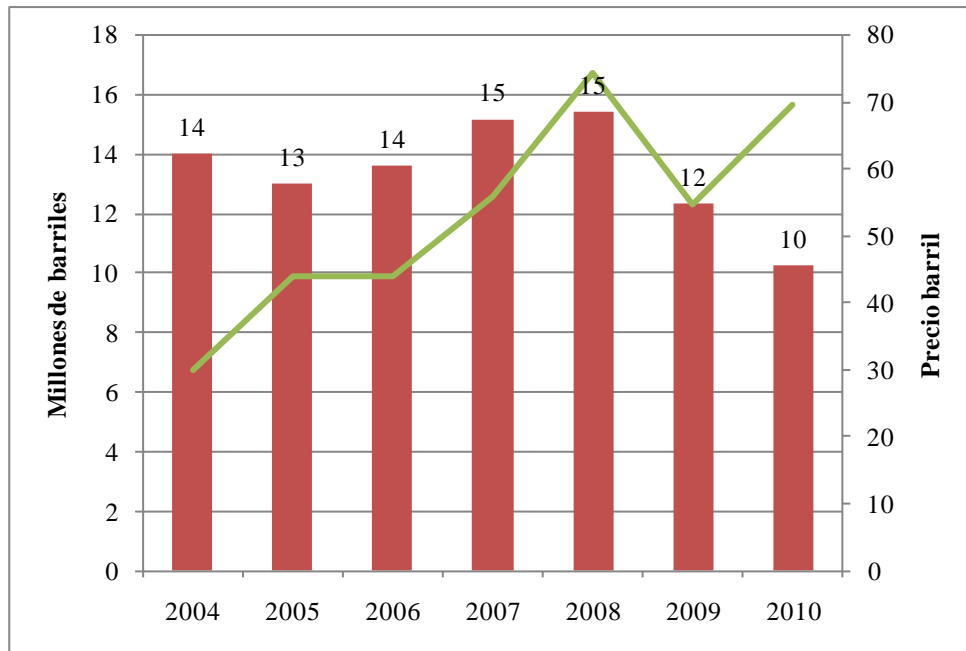
Gráfico 9. Exportaciones de crudo y precio promedio por barril



Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

Paralelamente, las exportaciones de derivados alcanzaron un pico en 2007 y 2008, cuando se exportaron 15 millones de barriles, mientras que en 2010 se exportaron 10 millones, es decir, 26,7% menos que en 2004, como se observa en el gráfico 10. Por su parte, el precio promedio por barril exportado fue de US\$69, un nivel similar al precio promedio por barril de crudo exportado. Entre enero y agosto de 2011, el país exportó 8 millones de barriles de derivados, 25,1% más que durante el mismo periodo en 2010.

Gráfico 10. Exportaciones de derivados y precio promedio del barril

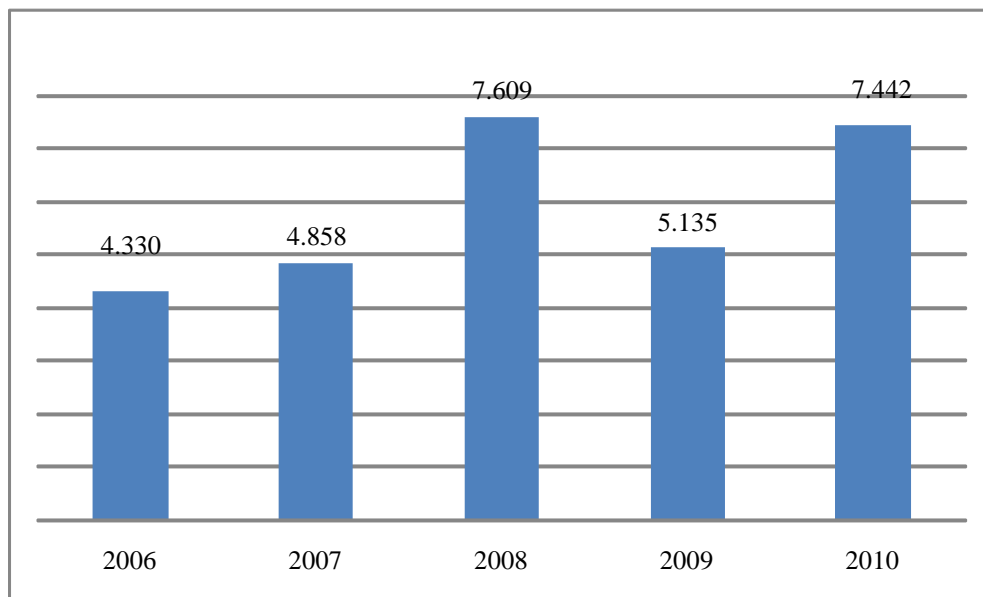


Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

Como se señaló anteriormente, la renta petrolera del país está compuesta de los ingresos de las exportaciones de crudo, las exportaciones de derivados y la venta interna de derivados. En el gráfico 11 se muestran los ingresos totales por exportación de crudo y derivados entre los años 2006 y 2010, los cuales exhiben un crecimiento del 72% entre 2006 y 2010, hasta alcanzar US\$7.442 millones en ese último año. El aumento de estos ingresos se debió en gran parte al alza de los precios internacionales a los que se vendieron tanto el crudo como los derivados, tal y como se registró en los gráficos anteriores.

Gráfico 11. Ingresos por exportación de crudo y derivados, 2006-2010

(US\$ millones)



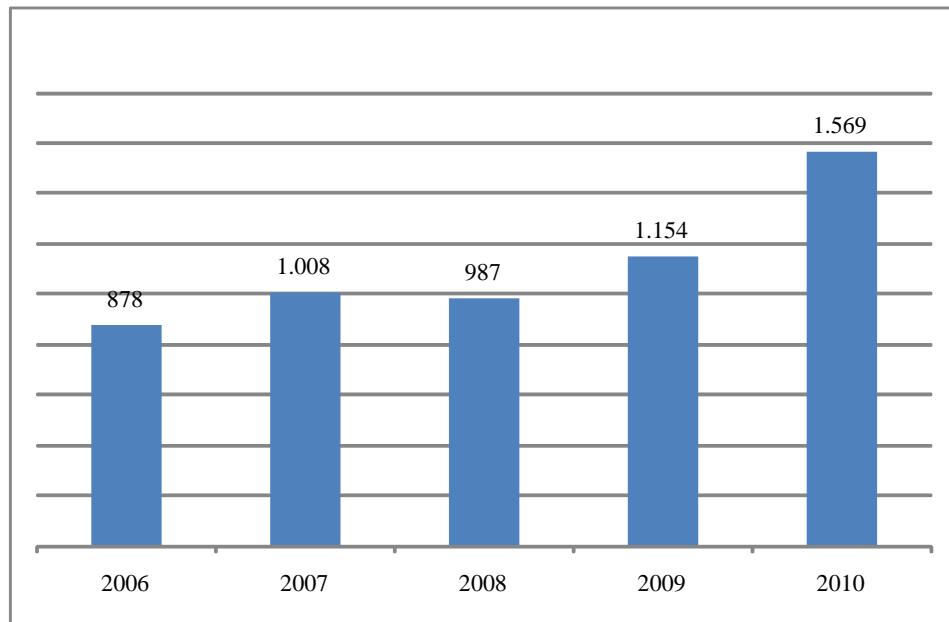
Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

La otra fuente de ingresos petroleros es la venta interna de derivados, tanto producidos localmente como importados. En el gráfico 12 se registran los ingresos por la venta doméstica de derivados importados⁵, los cuales ascendieron a US\$1.569 millones en 2010.

⁵ Como se indicó anteriormente, el país necesita importar derivados tanto para complementar la producción nacional de algunos de ellos como para disponer de los volúmenes necesarios para producir otros y para suplir al mercado local de algunos que no se producen en el ámbito doméstico. Si bien se dispone de cifras publicadas para dichas importaciones, no existen datos registrados desde 2006 para la venta interna de derivados producidos localmente. A partir de 2008, los datos de la renta total petrolera permiten deducir dicha información, como de mostrará más adelante.

Gráfico 12. Ingresos por venta interna de derivados importados, 2006-2010

(US\$ millones)



Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador.

En las secciones anteriores se indicó que el esquema actual de distribución de los recursos petroleros entró en vigencia en el año 2008, cuando se eliminaron los fondos petroleros y todas las preasignaciones. En el cuadro 1 se muestra la renta petrolera del país desde abril de 2008 (a partir del nuevo esquema) y allí se verifica que los recursos petroleros han aumentado en los últimos años. Cabe señalar que la renta petrolera así calculada incluye US\$1.400 millones, suma correspondiente al monto acumulado en los fondos petroleros hasta diciembre de 2007, y que en abril de 2008 se transfirió al Gobierno Central. En 2010 la renta petrolera fue de US\$ 10.979,5 millones, un 46,8% más que en 2009.

Cuadro 1. Formación de renta petrolera**(US\$ millones)*

	Exportaciones		Venta interna	Fondos	Total
	crudo	derivados	derivados	petroleros	
2008**	4.707,1	886,9	1.582,2	1.400,0	8.576,2
2009	4.459,7	675,1	2.346,4		7.481,2
2010	6.729,1	712,7	3.537,6		10.979,5

Fuente: Elaboración propia con información del Banco Central del Ecuador y del Ministerio de Finanzas.

* La mayoría de las cifras que se muestran en el cuadro 1 proviene de las estadísticas del BCE; tal es el caso de los ingresos por exportaciones de petróleo crudo y de derivados, al igual que la porción de ingresos por venta interna de derivados importados. La cifra de ingresos por venta interna de derivados se estimó para este documento como la diferencia entre la renta petrolera total y los demás subcomponentes.

**Desde abril de 2008.

Del total de los recursos petroleros se cubren los costos operacionales de Petroecuador y Petroamazonas, además de que se transfieren recursos tanto para cubrir la importación de derivados como para los gobiernos seccionales por el concepto de la Ley 10; el remanente se traslada al gobierno central. Según estadísticas del BCE, entre el segundo trimestre de 2008 y 2010 la renta petrolera del Ecuador se distribuyó de la siguiente manera (cuadro 2):

Cuadro 2. Distribución de renta petrolera*(US\$ millones)*

	2008	%	2009	%	2010	%
Petroecuador	1.788,7	20,9	2.094,1	28,0	2.956,5	26,9
Ley 10*	185,2	2,2	175,6	2,3	177,9	1,6
Importación de derivados	2.936,9	34,2	2.913,3	38,9	3.434,0	31,3
Gobierno central	3.665,4	42,7	2.298,2	30,7	4.411,0	40,2
Total	8.576,2		7.481,2		10.979,5	

Fuente: Banco Central del Ecuador y Ministerio de Finanzas.

*Los datos correspondientes a la Ley 10 son aquellos presentados en los Justificativos de Ingresos del Ministerio de Finanzas para cada año. No se pudo acceder a los montos ejecutados, pues estos recursos se distribuyen antes de realizar el registro de ingresos petroleros del SPNF. Sin embargo, el monto distribuido por Ley 10 se define en función de la producción de petróleo de la Región Amazónica y no se modifica en función del precio del petróleo, por lo que la variación entre las cifras presentados aquí y aquellas ejecutadas debe ser muy reducida. Para una comparación entre los ingresos petroleros ejecutados versus los programados según se registra en los Justificativos de Ingresos del Ministerio de Finanzas, véase el anexo B.

En el cuadro 2 se puede observar que la proporción de recursos que reciben los partícipes de la renta petrolera varía año tras año. Así, Petroecuador recibe recursos en función de su gestión y de su inversión. Por lo tanto, si en un año aumenta su producción o sus inversiones, a

Petroecuador se le transferirán más recursos para cubrir sus costos. Por su parte, los recursos que se destinan a la importación de derivados dependen básicamente del precio y del volumen de estos últimos. El volumen de importación, a su vez, depende de la demanda interna de derivados y de la producción nacional de los mismos, que también puede verse afectada por paralizaciones en las refinerías ya sea por labores de mantenimiento y/o por daños.

Como se ha señalado, el Gobierno Central recibe los recursos petroleros una vez que se han cubierto los costos de Petroecuador y se han hecho asignaciones para la importación de derivados. Sin embargo, cabe recordar que en el año 2008 la ley que eliminó los fondos petroleros dispuso asimismo la transferencia de todos los recursos actuales y futuros de los fondos petroleros al presupuesto general. Esto hizo que en ese año el Gobierno Central se beneficiara de un shock positivo y recibiera mayores recursos, aunque también se afectó la tendencia de los ingresos petroleros que le llegan.

En resumen, entre el segundo trimestre de 2008 y el último trimestre de 2010, la distribución de la renta petrolera fue la siguiente:

- Las empresa pública Petroecuador, y desde 2010 Petroamazonas, recibieron US\$6.839,3 millones de renta petrolera (25,8% del total) para restituir sus costos de funcionamiento y sus inversiones.
- Para financiar la importación de derivados deficitarios en el mercado interno se han destinado US\$9.284,2 millones, equivalentes al 35% del total de renta petrolera.
- El Gobierno Central ha recibido el 39,2% de los recursos de la renta petrolera, equivalente a US\$10.374,5 millones. Es importante mencionar que la forma en que se registran la fuente y el uso de los recursos del presupuesto del Gobierno Central no permite identificar claramente si los ingresos de origen petrolero financian actividades o programas específicos. Sin embargo, como se mencionó más arriba, la Ley Orgánica para la Recuperación del Uso de los Recursos Petroleros del Estado dispone que los recursos provenientes de la

actividad petrolera financien única y exclusivamente rubros e iniciativas de inversión.

6. Cambios en los ingresos petroleros frente a las variaciones en el precio internacional del petróleo

Dado que la renta petrolera proviene de los recursos de las exportaciones de petróleo crudo y derivados, así como de la venta interna de estos últimos, si el precio internacional de petróleo aumentara en US\$1, el país elevaría sus ingresos por los dos primeros rubros (exportaciones de petróleo crudo y de derivados), y también por la venta interna de derivados, pero únicamente para aquellos productos cuyos precios no se encuentran congelados.

Para calcular los ingresos adicionales del sector público si se produce un aumento de US\$1 en el precio internacional de petróleo se diseñaron varios pasos, los cuales se describen a continuación. Las estimaciones correspondientes se resumen en el cuadro 3:

- En relación con los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo, cabe recordar que los diferentes contratos de las compañías privadas migraron hacia contratos de prestación de servicios, bien desde fines de 2010 o desde inicios de 2011 según los casos y como se indicó previamente. Aunque las tarifas de estos últimos son variables, nunca sobrepasan US\$41 por barril (y US\$58 por barril cuando se trata de campos marginales), niveles inferiores a los actuales y a cualquier proyección para dicho precio en el mediano plazo. En consecuencia, el esquema vigente de contratos implica que todos los ingresos por un incremento en el precio del petróleo implican mayores ingresos del Estado. Así pues, suponiendo un volumen de exportaciones de petróleo crudo igual al promedio registrado entre 2008 y 2010, un aumento de US\$1 en el precio internacional del petróleo incrementaría los ingresos por exportaciones totales de crudo en US\$84,7 millones anuales.
- En cuanto a los ingresos por exportaciones de derivados, se estimó un modelo para determinar la relación entre el precio internacional del petróleo y el precio de exportación de los derivados de Ecuador según el cual, por cada US\$1 que suba el precio WTI, el precio de exportación de derivados se eleva en US\$0,87. Suponiendo entonces un

volumen de exportaciones de derivados igual a su promedio respectivo entre 2008 y 2010, un aumento de US\$1 en el precio internacional del petróleo se traduciría en mayores ingresos por exportaciones de derivados de US\$10,97 millones.

- Los ingresos por venta interna de derivados del petróleo también subirían levemente. Aunque la gran mayoría de derivados del petróleo para uso interno son subsidiados por el Estado y sus precios de venta al público se encuentran congelados, algunos cuyos volúmenes son reducidos (diesel para ciertos usos específicos, GLP industrial, AVGAS, cierta proporción de *jet fuel* y otros) tienen precios que fluctúan con los del mercado. El volumen de venta interna de estos derivados se estimó con base en datos históricos de Petroecuador para 2008-10. Asimismo se estimó un modelo para determinar la relación entre el precio internacional del petróleo y el precio de importación de los derivados de Ecuador⁶. En el modelo se estableció que por cada US\$1 que sube el precio WTI, el precio de importación de derivados sube en US\$0,77. Sobre esta base se estimó que por cada US\$1 adicional del precio del petróleo, los ingresos por venta interna de derivados se incrementarían en US\$2,46 millones.
- En total, si se produce un aumento de US\$1 en el precio internacional del petróleo, el país tendría US\$98,15 millones adicionales de renta petrolera como resultado de los tres rubros previamente estimados.

Cuadro 3. Ingresos petroleros adicionales

	Volumen (millones barriles)	Ingresos adicionales (US\$ millones)
Exportación de crudo	84,73	84,73
Exportación de derivados	12,56	10,97
Venta interna de derivados	3,19	2,46
Total		98,15

Fuente: Elaboración propia.

⁶ Las fluctuaciones del precio de importación de derivados se utilizan aquí como una aproximación de las variaciones de precio de aquellos derivados del petróleo que se venden internamente y que fluctúan de acuerdo con el mercado, a falta de suficientes datos detallados de precios para estos últimos que permitan hacer una adecuada inferencia estadística.

Sobre esta base, para determinar cuántos recursos adicionales recibiría el Gobierno Central si el precio internacional de petróleo aumentara en US\$1 se procedió a realizar las siguientes estimaciones, las cuales aparecen resumidas en el cuadro 4:

- Utilizando el volumen de importación de derivados promedio entre 2008 y 2010, así como la estimación entre precio WTI y precio de importación de derivados arriba indicada, se calculó que el país destinaría US\$25,9 millones adicionales a la importación de derivados en el año; estos recursos salen directamente de las arcas fiscales así la importación sea realizada por Petroecuador.
- Por otro lado, los recursos adicionales por la venta interna de derivados cuyos precios fluctúan con los vaivenes del mercado (equivalentes a US\$2,5 millones) representarían ingresos adicionales para Petroecuador, siendo esta la entidad que realiza dichas ventas.
- Así, el Gobierno Central recibiría ingresos brutos por US\$95,7 millones (una vez restados los ingresos de Petroecuador por venta interna de derivados). De ese monto, cuando se sustraiga la suma destinada a la importación de derivados, el Gobierno Central recibiría ingresos netos por US\$69,8 millones en el año.

Para fines ilustrativos, se realizaron igualmente estimaciones econométricas de la elasticidad de los ingresos brutos y netos del Gobierno Central frente a las variaciones de los precios internacionales del petróleo. En dichas estimaciones, presentadas en más detalle en el anexo 3, se muestra que por US\$1 adicional en el precio del petróleo, los ingresos brutos del Gobierno Central se elevarían en US\$72,5 millones y los ingresos netos en US\$38,2 millones. En comparación con los montos estimados en el cuadro 4, estos niveles son inferiores, lo cual se puede explicar por varias razones:

- En la estimación presentada en el anexo C se utiliza una serie de tiempo más larga (1996-2011) que el período analizado para el cuadro 4 (segundo trimestre de 2008 a último trimestre de 2010), por lo que las elasticidades allí

estimadas reflejan la realidad de todo ese periodo, que es cuando la mayoría de los contratos petroleros eran de participación.

- Los numerosos cambios jurídicos y contractuales en el panorama petrolero del país registrados entre 1996 y 2011 que se describieron anteriormente, así como la eliminación de los fondos petroleros y las preasignaciones a partir de 2008, incrementaron directamente los recursos que recibe el Gobierno Central frente a otros partícipes.
- Las estimaciones econométricas no recogen adecuadamente el efecto de los nuevos contratos de prestación de servicios en un entorno de precios del petróleo elevados. Estos cambios han implicado, por una parte, que existe una mayor participación estatal sobre los ingresos marginales ligados a mayores precios del petróleo y, por otro lado, que una mayor proporción de recursos llega directamente al Gobierno Central. Estos cambios se ven claramente reflejados en las estimaciones del cuadro 4, las cuales sugieren mayores ingresos para las arcas fiscales como consecuencia de un incremento de los precios del petróleo.

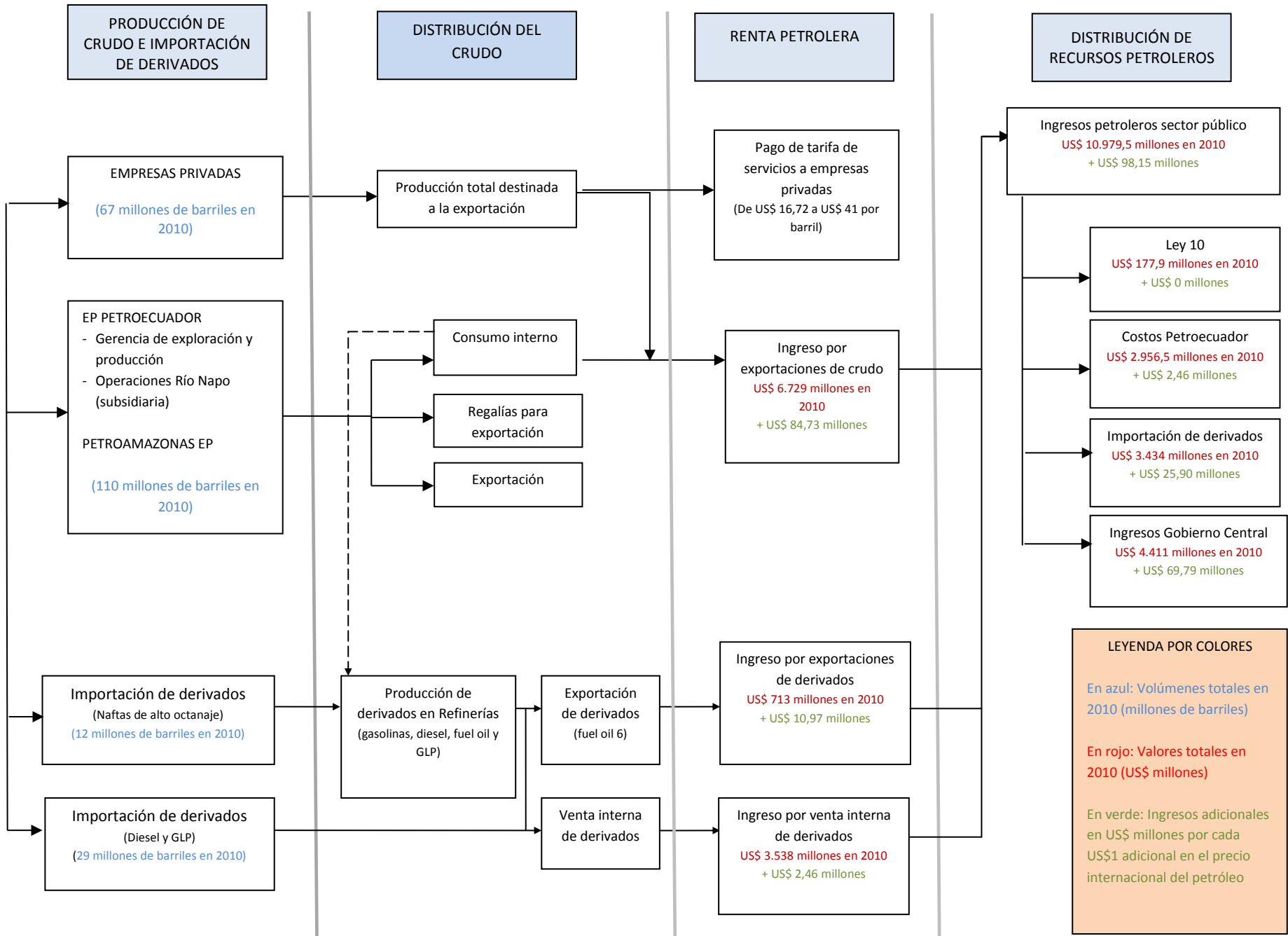
Cuadro 4. Recursos petroleros adicionales

	Volumen en importación <i>(millones barriles)</i>	Recursos adicionales <i>(US\$ millones)</i>
Ingresos netos Gobierno Central		69,79
Importación derivados	33,68	25,90
Ingresos brutos Gobierno Central (subtotal)		95,69
Petroecuador		2,46
Total		98,15

Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico 13 se resumen las distintas fases relacionadas con la formación y distribución de la renta petrolera ecuatoriana.

Gráfico 13. Formación y distribución de renta petrolera



En resumen, el sector petrolero en el Ecuador ha tenido una producción estable o a la baja en años recientes cuando los precios del petróleo han crecido de forma importante, siendo este el principal factor para el incremento de ingresos fiscales. En paralelo, los cambios legales y regulatorios en el ámbito de la explotación de hidrocarburos —en particular la migración de los diferentes contratos de las compañías privadas hacia contratos de prestación de servicios en 2010-11 y la eliminación de esquemas preexistentes de preasignación de recursos— modificaron la participación estatal en los ingresos correspondientes.

Con el esquema vigente, todos los ingresos asociados a un incremento en el precio del petróleo implican mayores ingresos para el Estado. Sobre la base de los volúmenes promedio de exportación de petróleo y derivados durante el periodo 2008-10, así como de la venta interna de derivados, se estima que un aumento de US\$1 en el precio internacional del petróleo incrementaría en alrededor de US\$98 millones adicionales la renta petrolera del país. Al mismo tiempo, el aumento de los precios del petróleo implica mayores rubros destinados a la importación de derivados. Tomando en cuenta este hecho, el Gobierno central recibiría ingresos netos cercanos a US\$70 millones por cada US\$1 de incremento en el precio internacional del petróleo.

Referencias

Albornoz V., S. Cueva y R. Gordillo, 2006. El sector petrolero en el Ecuador y su potencial de crecimiento. Estudios Sectoriales RED. CAF, Caracas. Agosto.

Banco Central del Ecuador. Información Estadística Mensual. Diversos números. Quito.

Banco Mundial. 2010. Role of and Opportunities for Diversification in an Oil-Dependent Country. Report No. 46551-EC. Banco Mundial, Washington, DC.

Banco Mundial-BID. 2004. Ecuador: Creating Fiscal Space for Poverty Reduction. A Fiscal Management and Public Expenditure Review. Banco Mundial y BID, Washington DC.

Cueva, S. 2008. Ecuador: Fiscal Stabilization Funds and Prospects. Working Paper CSI-110/EC-P1059. BID, Washington, DC.

Cueva, S. 2006. Transparencia presupuestaria en el Ecuador. Colección Ciudadanizando las políticas públicas. Grupo FARO, Quito. Octubre.

Ministerio de Finanzas. Boletines de Indicadores Fiscales. Diversos números. Quito.

Naranjo H., A. Ordóñez Llanos y M.C. Pantoja. 2009. El origen y destino de los ingresos petroleros. Lupa Fiscal. Grupo Faro, Quito. Febrero.

Observatorio de la Política Fiscal. 2008. Boletín de Transparencia Fiscal No. 17. Quito. Enero.

Vos, R., J. Ponce, M. León, J. Cuestas y W. Brovorich. 2003. El subsidio al gas y el Bono Solidario en el Ecuador. SIISE-STFS. Cuaderno No.6. Quito.

Anexo A: Subsidios a los hidrocarburos en Ecuador

Los subsidios energéticos han sido una parte importante de la política estatal en Ecuador, desde antes del retorno a la democracia. En la década de los años setenta, el auge de las exportaciones petroleras en el país permitió un acelerado crecimiento de los ingresos fiscalesⁱ, lo que a su vez se tradujo en una política expansiva de subsidios orientados en principio a apoyar a grupos sociales menos favorecidos y a apuntalar a los gobiernos militares de turno.

En lo que se refiere a los subsidios a los combustibles y otros derivados de petróleo, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos el Presidente de la República tiene la potestad de determinar el precio de venta de los derivados al consumidor. Desde el año 2000, los gobiernos usualmente han realizado ajustes a estos precios a comienzos de cada año, de acuerdo con la tendencia de los precios internacionales y las necesidades fiscales. En 2005 se realizó el último ajuste al precio de venta interna de los derivados de petróleo, de modo que estos precios a nivel de terminal han estado congelados hasta la fecha. Entre 2000 y 2003 el precio internacional del petróleo y sus derivados fue relativamente estable. Sin embargo, a partir de 2003 este se ha incrementado considerablemente (el WTI pasó de un promedio de US\$31,1 por barril en 2003 a un promedio de US\$99,3 en 2008).

La inestabilidad de los precios del crudo en el mercado internacional incidió en el presupuesto fiscal, y en particular en el presupuesto de Petroecuador, empresa que se vio obligada a financiar las diferencias registradas entre los precios de venta internos y los precios al alza de los derivados del petróleo que se importaban para cubrir las necesidades del mercado interno.

Dado que los precios internos han estado congelados, el monto del subsidio se ha incrementado considerablemente y constituye un importante costo de oportunidad para el Estado. Para poner en perspectiva la magnitud de estos subsidios, el de los combustibles representó en 2007 el 95,8% de los ingresos petroleros del Gobierno Central y el 64,3% de sus gastos de capital devengados. En 2008, el gasto del Gobierno Central en salud y educación alcanzó 0,8% del PIB nominal, mientras que los subsidios aludidos representaron el 3,7% del PIB nominal.

ⁱ En esa década, los ingresos fiscales totales crecieron a un ritmo promedio anual de 35,3%, los ingresos no petroleros en 23,2% y los petroleros en 91,0%.

Por otro lado, la política de subsidios ha incentivado la demanda de derivados — deficitarios en relación con su oferta—, particularmente por parte de familias de altos ingresos, de industrias que han optado por energías subsidiadas, y como consecuencia del contrabando hacia poblados ubicados en la frontera de Colombia y Perú. Desde este punto de vista, es claro que los subsidios a los combustibles no cumplen la función social de transferir recursos a los más pobres; por el contrario, constituyen un incentivo para generar consumo suntuario. Estudios como los de Vos, Ponce, León, Cuestas y Brovorich (2003) y Banco Mundial-BID (2004) indican que el 85% de la gasolina subsidiada beneficia exclusivamente al quintil más rico de la población, y que el subsidio al GLP beneficia cinco veces más al quintil más rico que al quintil más pobre.

Anexo B: Comparación entre las cifras ejecutadas y proyectadas de la renta petrolera

Como se mencionó en el documento, según estadísticas del BCE entre el segundo trimestre de 2008 y el último trimestre de 2010 la distribución de la renta petrolera fue la siguiente:

Cuadro B.1. Distribución de renta petrolera

(En US\$ millones)

	2008	%	2009	%	2010	%
Petroecuador	1.788,7	20,9%	2.094,1	28,0%	2.956,5	26,9%
Ley 10	185,2	2,2%	175,6	2,3%	177,9	1,6%
Importación de derivados	2.936,9	34,2%	2.913,3	38,9%	3.434,0	31,3%
Gobierno Central	3.665,4	42,7%	2.298,2	30,7%	4.411,0	40,2%
Total	8.576,2		7.481,2		10.979,5	
Precio promedio exportación petróleo crudo	83,98		53,18		143,68	
Precio promedio exportación derivados	76,16		55,93		69,27	

Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Finanzas.

Por su parte, en los Justificativos de Ingresos del Ministerio de Finanzas se estimó un total de ingresos petroleros para los años 2008-2011 distribuido de la siguiente manera:

Cuadro B.2. Distribución de ingresos petroleros

(En US\$ millones)

	2008	2009	2010	2011
Petroecuador		2.712,6	3.358,2	4.001,1
Ley 10	92,6	175,6	177,9	180,2
Importación de derivados		2.583,2	3.322,2	4.100,7
Presupuesto General del Estado	2.112,7	2.648,3	3.213,4	3.507,4
TOTAL	8.000,3	8.119,7	10.071,8	11.789,4
Precio exportación crudo estimado	35,0	50,8	65,9	73,3
Precio de exportación de fuel oil 6 estimado	41,9	52	53,9	
Precio de exportación de naftas estimado	66,5	57,8	72,4	

Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Finanzas.

La distribución porcentual de estos recursos es la siguiente:

Cuadro B.3. Distribución porcentual de ingresos petroleros

	2008	2009	2010	2011
Petroecuador		33,4	33,3	33,9
Ley 10	1,2	2,2	1,8	1,5
Importación de derivados		31,8	33,0	34,8
Presupuesto General del Estado	26,4	32,6	31,9	29,8

Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Finanzas.

Para explicar las diferencias entre lo que el Ministerio de Finanzas estimó para cada partícipe de la renta petrolera para cada año, y lo que el BCE muestra como ejecutado, se pueden tomar en cuenta los siguientes factores:

- diferencias entre el precio estimado de exportación del petróleo crudo ecuatoriano y el precio real al final del año (a partir de la eliminación de los fondos petroleros);
- diferencias entre el precio estimado de la importación de derivados y el precio real al final del año;
- diferencias entre lo que al comienzo del año Petroecuador estima que van a ser sus inversiones y su ejecución, y lo que realmente ejecutaⁱⁱ, y
- el hecho de que el Gobierno Central recibe los recursos petroleros después de que se han pagado los gastos de Petroecuador y destinado los recursos necesarios para la importación de derivados, por lo cual, si los recursos ejecutados para la importación de derivados o para Petroecuador varían, también lo harán los recursos que recibe el Gobierno Central.

ⁱⁱ Nótese que según el BCE, Petroecuador recibe anualmente menos de lo que presupuesta el Ministerio de Finanzas, lo cual indica que su capacidad de ejecución es inferior a lo presupuestado.

Anexo C: Estimación econométrica de la elasticidad de los ingresos del Gobierno Central frente a los cambios en los precios del petróleo

Elasticidad de los ingresos brutos del Gobierno Central frente a los cambios en los precios del petróleo

Para profundizar el estudio, a continuación se calcula la elasticidad de los ingresos petroleros frente a los cambios en el precio internacional del petróleo. El BCE registra como ingresos petroleros del sector público no financiero (SPNF) los ingresos petroleros del gobierno central más los recursos destinados al pago de la importación de derivados. Por lo tanto, para el cálculo de la elasticidad de los ingresos brutos del Gobierno Central se utilizarán los datos de los ingresos petroleros del SPNF.

Después de algunas estimaciones, a continuación se muestra el modelo definitivo para el cálculo de la elasticidad de los ingresos brutos petroleros frente a los cambios en el precio internacional del petróleo.

Cuadro C.1. Estimación de la elasticidad de los ingresos brutos petroleros frente a los cambios en precio de petróleo

Número de obs.	=	61
F (8, 52)	=	127,82
R cuadrado	=	0,9516

Log Y	Coef.	Error estnd.	t
PIB EE.UU.	2,504	1,325	1,89
Log WTI	0,882	0,090	9,81
Log diferencial	-0,104	0,081	-0,29
Dummy Ley 42_1	0,038	0,116	0,33
Dummy Ley 42_2	0,228	0,246	0,93
Dummy Ley 42_3	0,839	0,222	3,78
Dummy contratos	0,951	0,284	3,35
Dummy Venezuela	-0,064	0,203	-0,32
_constante	3,087	0,214	14,4

Fuente: Elaboración y estimación de los autores con base en información del BCE.

Nota: Se consideran como variables la tasa de crecimiento anual del PIB trimestral en EE.UU.; el logaritmo del precio WTI; el logaritmo del diferencial que se aplica al crudo ecuatoriano; tres variables ficticias (*dummies*) para reflejar los efectos de la aplicación de la ley 42 y sus respectivos cambios; una variable para reflejar el efecto del cambio en la modalidad de contratos en el primer trimestre de 2011; y una variable para reflejar el efecto del cambio en la modalidad de contratos en el primer trimestre de 2011.

Se introdujeron estas variables ficticias con el fin de capturar aquellos cambios en el marco legal pertinentes a los ingresos petroleros y contar con una especificación completa del mismo. Por esta razón se las dejó en la estimación final pese a no ser estadísticamente significativas.

Nótese que en el cuadro C.1 las variables explican en un 95,2% los cambios en el ingreso petrolero del SPNF y en conjunto son estadísticamente significativas. Controlando los efectos de las demás variables, se observa que los ingresos brutos petroleros del Ecuador son inelásticos a los cambios en el precio internacional del petróleo, es decir, que frente a variaciones del 1% en el precio internacional, los ingresos brutos varían en 0,88%. Esta elasticidad es estadísticamente significativa. Igualmente se probó si el ingreso petrolero presenta una elasticidad unitaria o mayor que uno, rechazándose en ambos casos la hipótesis nulaⁱⁱⁱ.

ⁱⁱⁱ También se estimó el modelo usando el precio de la cesta de crudo de Ecuador en vez del WTI y el diferencial. Sin embargo, las modificaciones en el diferencial obedecen a diversos criterios que no siempre responden a cambios registrados en los mercados internacionales. Estas fluctuaciones sesgan la estimación de elasticidad y por ello es preferible utilizar el precio WTI como marcador de las fluctuaciones de precios dadas por el mercado e incluir por separado el diferencial para controlar los efectos de la política de venta de crudo de Petroecuador.

Con el propósito de ampliar el análisis se realizaron simulaciones de impacto para estimar el efecto del aumento de US\$1 en los ingresos brutos del Gobierno Central. Se trabajó con tres escenarios diferentes del precio del petróleo y se calculó para cada uno el ingreso promedio del SPNF del correspondiente período^{iv}:

- el primer escenario es con precios bajos de petróleo crudo (WTI), para lo cual se usa el promedio del precio WTI del petróleo entre los años 2000 y 2006;
- el segundo escenario es de precios medios de petróleo crudo, para lo cual se usa el promedio del precio WTI para todo el período 2000-2011; y
- el tercer escenario es de precios altos de petróleo crudo, para lo cual se usa el promedio del precio WTI entre los años 2007 y 2011.

Cuadro C.2. Simulaciones de impacto

	Bajo (2000-06)	Medio (2000-11)	Alto (2007-11)
Precio promedio WTI (US\$)	39,6	55,9	80,7
Precio promedio WTI + US\$1	40,6	56,9	81,7
Ingreso petrolero SPNF promedio 2008.2-2011.1 (millones US\$)	478,9	924,6	1.658,6
Incremento trimestral ingreso petrolero SPNF (millones US\$)	10,7	14,6	18,1
Incremento anual ingreso petrolero SPNF (millones US\$)	42,6	58,4	72,5

Fuente: Elaboración y estimación de los autores con base en información del BCE.

Como se puede observar, frente a un aumento de US\$1 en el precio del petróleo los ingresos petroleros del SPNF (es decir, los ingresos brutos del Gobierno Central) aumentarían anualmente en US\$42,6 millones en un escenario de precios bajos, en US\$58,4 millones en un escenario de precios medios y en US\$72,5 millones en un escenario de precios altos.

^{iv} Estas proyecciones se basan en las elasticidades antes calculadas. Dichas elasticidades se estimaron usando cifras de 1996 a 2011, período en que la mayoría de los contratos petroleros eran de participación. En otras palabras, las estimaciones no reflejan adecuadamente el efecto de los nuevos contratos de prestación de servicios en un entorno de precios del petróleo elevados.

Elasticidad de los ingresos netos del Gobierno Central frente a los cambios en los precios del petróleo

Para el segundo cálculo de la elasticidad se tomarán como ingresos netos los ingresos petroleros del Gobierno Central publicados por el BCE. Después de algunas estimaciones, a continuación se muestra el modelo definitivo para el cálculo de la elasticidad de los ingresos netos petroleros frente a los cambios en el precio internacional del petróleo.

Cuadro C.3. Estimación de elasticidad de ingresos netos petroleros antes de cambios en precio del petróleo

Número de obs.	=		69
F (8, 60)	=		51,53
R cuadrado	=		0,873
Log Y GC	Coef.	Error estnd.	t
PIB EE.UU.	4,054	1,445	2,81
Log WTI	0,901	0,099	9,09
Log diferencial	-0,334	0,087	-3,83
Dummy Ley 42_1	-0,328	0,129	-2,54
Dummy Ley 42_2	-0,222	0,273	-0,81
Dummy Ley 42_3	0,421	0,247	1,71
Dummy contratos	0,480	0,316	1,52
Dummy Venezuela	-0,100	0,226	-0,44
_constante	3,287	0,226	14,54

Fuente: Elaboración y estimación de los autores con base en información del BCE.

Nota: Se consideran como variables la tasa de crecimiento anual del PIB trimestral en EE.UU.; el logaritmo del precio WTI; el logaritmo del diferencial que se aplica al crudo ecuatoriano; tres variables ficticias (*dummies*) para reflejar los efectos de la aplicación de la ley 42 y sus respectivos cambios; una variable para reflejar el efecto del cambio en la modalidad de contratos en el primer trimestre de 2011; y una variable para reflejar el efecto del cambio en la modalidad de contratos en el primer trimestre de 2011.

En este caso las variables explican en un 87,3% los cambios en el ingreso petrolero del Gobierno Central y en conjunto son estadísticamente significativas. Controlando los efectos de las demás variables, se observa que los ingresos netos petroleros del Gobierno Central son inelásticos a las variaciones en el precio internacional del petróleo, es decir, que frente a cambios del 1% en el precio internacional, los ingresos netos varían en 0,90%. Esta elasticidad es estadísticamente significativa. Igualmente se probó si el ingreso petrolero presenta una elasticidad unitaria o mayor que uno, rechazándose en ambos casos la hipótesis nula.

Al igual que en el caso de los ingresos brutos del Gobierno Central, se realizaron simulaciones de impacto para estimar en cuánto aumentarían sus ingresos netos frente a un aumento de US\$1 en el precio del petróleo. Para estas estimaciones se utilizaron los mismos escenarios de precios del petróleo descritos anteriormente y el ingreso promedio del Gobierno Central para el período correspondiente. Los resultados se muestran a continuación.

Cuadro C.4 Simulaciones de impacto

	Bajo (2000-06)	Medio (2000-11)	Alto (2007-11)
Precio promedio WTI (US\$)	39,6	55,9	80,7
Precio promedio WTI + US\$1	40,6	56,9	81,7
Ingreso petrolero GC promedio 2008.2-2011.1 (millones US\$)	373,2	554,9	854,3
Incremento trimestral ingreso petrolero GC (millones US\$)	8,5	8,9	9,5
Incremento anual ingreso petrolero GC (millones US\$)	33,9	35,8	38,2

Fuente: Elaboración y estimación de los autores con base en información del BCE.

Nótese que ante un aumento de US\$1 en el precio del petróleo en un escenario de precios bajos, el Gobierno Central recibiría ingresos adicionales por US\$33,9 millones en un año. En un escenario de precios medios sus ingresos adicionales serían de US\$35,8 millones, mientras que en un escenario de precios altos obtendría US\$38,2 millones.

La diferencia que se registra entre la estimación de los ingresos adicionales del Gobierno Central de este anexo (US\$38,2 millones) y la estimación presentada en el cuerpo del documento (US\$69,8 millones) se puede explicar por varias razones:

- En la estimación econométrica presentada en este anexo se utiliza una serie de tiempo más larga (1996 a 2011) que el período analizado para en cuadro 4 del cuerpo principal del texto (segundo trimestre de 2008 a último trimestre de 2010); por eso las elasticidades estimadas aquí reflejan la realidad de todo ese periodo, cuando la mayoría de los contratos petroleros eran de participación.

- Los numerosos cambios ocurridos entre 1996 y 2011 en la realidad petrolera del país antes descritos –entre ellos los de naturaleza jurídica y contractual, así como la eliminación de los fondos petroleros y las preasignaciones a partir de 2008-- incrementaron directamente los recursos que recibe el Gobierno Central frente a otros partícipes.
- La estimación econométrica no recoge adecuadamente el efecto de los nuevos contratos de prestación de servicios en un entorno de precios del petróleo elevados. Estos cambios han implicado, por una parte, una mayor participación estatal sobre los ingresos marginales ligados a mayores precios del petróleo, y por otra, la existencia de una mayor proporción de recursos que beneficia directamente al Gobierno Central. En las estimaciones registradas en el cuadro 4 del texto principal sí se reflejan mejor tales efectos y se sugiere que existen mayores ingresos para las arcas fiscales como consecuencia de un incremento de los precios del petróleo.