



# **Ingresos Fiscales por Explotación de Recursos Naturales en Colombia**

Mauricio Olivera  
Sandra Cortés  
Tatiana Aguilar

**Banco  
Interamericano de  
Desarrollo**

Departamento de  
Países del Grupo  
Andino

**RESUMEN DE POLÍTICAS**

# IDB-PB-196

**Septiembre 2013**

# **Ingresos Fiscales por Explotación de Recursos Naturales en Colombia**

Mauricio Olivera  
Sandra Cortés  
Tatiana Aguilar



**Banco Interamericano de Desarrollo**

**2013**

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

Ingresos fiscales por explotación de recursos naturales en Colombia / Mauricio Olivera, Sandra Cortés,  
Tatiana Aguilar.

p. cm. — (Resumen de políticas del BID ; 196)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Fiscal Policy—Colombia. 2. Natural resources—Taxation. 3. Revenue—Colombia. I. Cortés, Sandra.  
II. Aguilar, Tatiana. III. Banco Interamericano de Desarrollo. Departamento de Países del Grupo Andino.  
IV. Título. V. Serie.  
IDB-PB-196

<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 RECURSOS NATURALES EN COLOMBIA<sup>1</sup>

## 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 Colombia, la contribución de la actividad hidrocarburífera a los recursos fiscales ha aumentado no sólo producto de una mayor producción sino también de un aumento en los precios internacionales, aumentando de manera significativa la importancia del petróleo en la economía colombiana.

Este documento describe la legislación que define los recursos derivados de la actividad petrolera y los ingresos generados por dicha actividad, y determina la vulnerabilidad de los ingresos públicos provenientes de hidrocarburos ante cambios en el precio internacional del petróleo a través del cálculo de elasticidades.

---

<sup>1</sup> Se agradecen los comentarios de Leopoldo Avellán y Arturo Galindo durante la elaboración del presente trabajo.

## ÍNDICE

|                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| Introducción.....                                                      | 1  |
| 1. Recursos derivados de la actividad petrolera.....                   | 2  |
| Producción de crudo.....                                               | 2  |
| Producción de combustibles derivados del petróleo.....                 | 11 |
| Otros ingresos fiscales.....                                           | 13 |
| 2. Cifras de la actividad petrolera.....                               | 14 |
| Producción de crudo en Colombia.....                                   | 14 |
| Derechos económicos de la ANH.....                                     | 16 |
| Regalías correspondientes a la producción de crudo.....                | 16 |
| Destino de la producción del crudo colombiano.....                     | 17 |
| Dividendo e impuestos de renta pagados por Ecopetrol.....              | 17 |
| Exportaciones.....                                                     | 18 |
| Ingresos públicos generados por el sector.....                         | 19 |
| 3. Elasticidades.....                                                  | 21 |
| Comparación frente a un cambio de US\$1 en el precio del petróleo..... | 21 |
| Recursos proyectados a 2015.....                                       | 25 |
| Referencias.....                                                       | 27 |
| Anexo.....                                                             | 29 |

## INTRODUCCIÓN

De producir 600 mil barriles de petróleo por día en 2008, Colombia pasará a producir cerca de 2 millones diarios en el 2020. Esto quiere decir que en poco más de una década la producción de petróleo en Colombia habrá aumentado en más del triple. Este crecimiento en la producción se ha debido en parte a la política de seguridad democrática<sup>1</sup> --gracias a la cual en país se volvió más seguro, lo que a su vez atrajo inversión extranjera--, y en parte a la reforma institucional del sector petrolero implementada en 2003. A partir de los cambios introducidos por el Decreto 1760 de ese año, la Agencia Nacional de Hidrocarburos heredó de la Empresa Colombiana de Petróleos-Ecopetrol --en ese momento empresa pública-- la labor de administrar y regular los recursos hidrocarburíferos de la Nación. Esto con el fin de hacer más competitiva a Ecopetrol, puesto que al separar su doble función de entidad reguladora y empresa petrolera, esta podría dedicarse exclusivamente a la segunda: el negocio petrolero en todas las fases de la cadena<sup>2</sup>, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector. A partir de ese momento la exploración creció en más del triple, pasando de 28 pozos exploratorios en 2003 a 96 en 2008. En 2006 el 10% de Ecopetrol se capitalizó con recursos privados (Ley 1118 de 2006) y en el año 2011 se hizo la segunda capitalización de un 10% adicional. Los cambios registrados durante la última década aumentaron de manera significativa la importancia del petróleo en la economía colombiana, lo cual se refleja en los ingresos públicos tanto del nivel central como del nivel territorial.

En este documento se estiman los ingresos públicos generados por la producción y refinación de petróleo en los dos niveles de gobierno, y se calcula aritméticamente la elasticidad de estos ingresos frente al precio del petróleo. El texto se divide en tres partes, además de la introducción. En la primera se hace una reseña de la legislación que define los recursos derivados de la actividad petrolera, mientras que en la segunda se describen los ingresos que esta actividad ha generado para las finanzas públicas nacionales y territoriales. En la tercera y última se calculan las elasticidades.

---

<sup>1</sup> Esta política se inició durante la administración de Presidente Álvaro Uribe Vélez, la cual se extendió por dos periodos: 2002-2006 y 2006-2010.

<sup>2</sup> Explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos.

## **1. RECURSOS DERIVADOS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA**

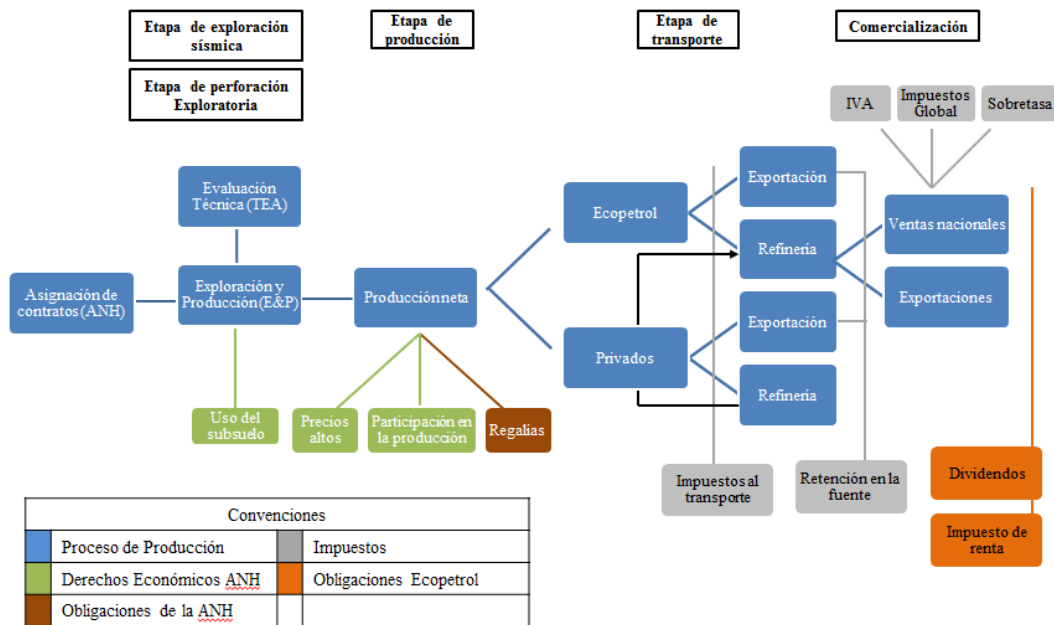
Los recursos derivados de la actividad petrolera en Colombia nutren las finanzas públicas de diferentes entidades de orden nacional y territorial, a saber, la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), Ecopetrol (Empresa Colombiana de Petróleo), el gobierno nacional y los gobiernos territoriales. A su vez, estos recursos se desagregan en dos grupos; el primero comprende aquellos provenientes de la producción de crudo, y el segundo los resultantes de la refinación y venta de los combustibles derivados del petróleo, que para efectos de este trabajo serán la gasolina y el ACPM.

### **Producción de crudo**

Uno de los cambios importantes que introdujo el Decreto 1760 de 2003 fue la adopción del nuevo contrato de regalías, derechos económicos e impuestos impulsado por la ANH, el cual reemplazó el contrato de asociación auspiciado por Ecopetrol. Este cambio permitió la incorporación de un nuevo marco contractual en el cual el contratista explora y produce de manera independiente, asumiendo costos y riesgos. Además, Ecopetrol puede o no ser socio y las regalías son variables.

Con posterioridad a la etapa de contratación, la producción doméstica de crudo en Colombia tiene dos destinos: la exportación o la refinación. La refinación la hace Ecopetrol en sus dos plantas ubicadas en las ciudades de Barrancabermeja y Cartagena (gráfico 1).

**Gráfico 1. Recursos derivados de la actividad petrolera según la etapa de producción**

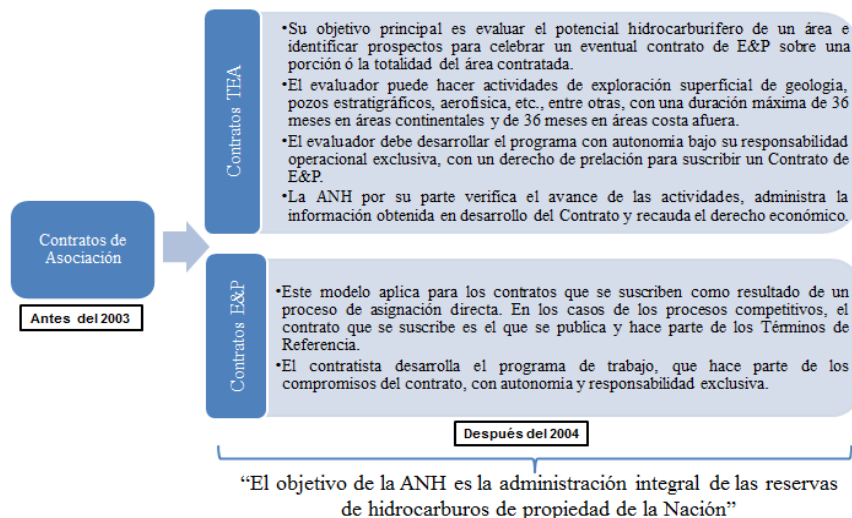


Fuente: Elaboración propia con base en ANH, DNP y Ecopetrol.

## Contratación

El nuevo modelo de contratación contempla tres fases diferentes: exploración, evaluación y explotación. Estas se asignan a través de dos tipos de contrato: los TEA (contratos de evaluación técnica) y los E&P (contratos de exploración y producción) (gráfico 2).

**Gráfico 2. Los contratos de petróleo en Colombia**



Fuente: ANH (2008a y 2008b).

### *Contratos de evaluación técnica*

Los TEA (ANH 2008a) tienen por objeto evaluar y mejorar el conocimiento del potencial hidrocarburífero de un área libre<sup>3</sup> e identificar zonas de interés para explotación futura. Una porción de las áreas cobijadas por contratos TEA puede convertirse en contratos de E&P (ANH 2008b), siempre y cuando el contratista titular presente programas exploratorios aceptados por la ANH conforme a su reglamentación vigente. De igual forma, en el área de un contrato TEA es factible que un tercero presente una oferta para celebrar un contrato E&P. En este caso, el titular del TEA tiene la opción de igualar o superar la propuesta del tercero para lograr la adjudicación del contrato de E&P.

En los contratos TEA el contratista reconocerá y pagará una sola vez a la ANH un derecho económico en dólares (\$US), según los valores reportados en cuadro 1, siempre y cuando la duración del mismo sea menor a veinte (20 meses). En caso de que la duración del contrato sea mayor a veinte meses, el monto de este derecho económico será proporcional a la cantidad de meses adicionales (cuadro 1).

**Cuadro 1. Derechos económicos de la ANH para los contratos TEA**  
(US\$)

| Tamaño de área         | Por cada una de las primeras 240.000 ha. | Por hectárea adicional a 240.000 ha. |
|------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------|
| En polígonos A y B     | 0,20                                     | 0,40                                 |
| Fuera de los polígonos | 0,10                                     | 0,20                                 |

*Fuente: ANH (2008a).*

### *Contratos de exploración y producción*

El contrato E&P (ANH 2008b) prevé derechos a favor de la ANH derivados del uso del subsuelo y de precios de mercado altos. Sobre el uso de subsuelo, por cada fase durante el período de exploración, el contratista le debe pagar a la ANH un derecho en dólares (US\$), el cual resulta de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada por el valor que se presenta en el cuadro 2. De lo anterior se excluyen las áreas de producción.

<sup>3</sup> Se denominan áreas libres todas aquellas en las cuales no existe en el momento de la presentación de la propuesta un contrato vigente para el desarrollo de actividades de exploración y/o explotación de los hidrocarburos constituidos como propiedad de la Nación.

**Cuadro 2. Derechos económicos de la ANH derivados del uso del subsuelo**  
(US\$)

| Tamaño de área         | Por las primeras<br>100.000 has. |            | Por cada hectárea adicional a<br>100.000 has. |            |
|------------------------|----------------------------------|------------|-----------------------------------------------|------------|
| Duración fase          | ≤18 meses                        | > 18 meses | ≤18 meses                                     | > 18 meses |
| En polígonos A y B     | 2,38                             | 3,17       | 3,17                                          | 4,75       |
| Fuera de los polígonos | 1,59                             | 2,38       | 2,38                                          | 3,17       |
| Área costa afuera      |                                  | 0,79       |                                               |            |

*Fuente: Anexo A.*

Por las áreas de evaluación y de producción, el contratista le debe pagar a la ANH un derecho en dólares equivalente a multiplicar la producción de hidrocarburos por US\$0,1204 por cada barril de hidrocarburos líquidos.

En cuanto al derecho económico por precios altos, funciona de la siguiente manera: cuando la producción acumulada de hidrocarburos líquidos del área contratada --incluyendo el volumen de regalías-- supere los cinco millones de barriles, y en la eventualidad de que el precio del crudo WTI (West Texas Intermediate) supere el precio base  $P_o$ , y dependiendo de la gravedad API del crudo, el contratista debe entregar a la ANH en el punto de entrega una participación en la producción neta de regalías según la siguiente fórmula:

$$Q = [(P - P_o)/P] * S$$

Donde:

Q = Derecho económico a entregar a la ANH

P = Precio WTI

$P_o$  = Precio base de referencia

S = Porcentaje de participación

El precio base y el porcentaje de participación se presentan en los cuadros 3 y 4.

| Cuadro 3. Precios base de referencia                                   |                         | Cuadro 4. Porcentajes de participación |                                 |
|------------------------------------------------------------------------|-------------------------|----------------------------------------|---------------------------------|
| Gravedad API de hidrocarburos líquidos producidos                      | Po (US\$/BI) (Año 2011) | Precio WTI (P)                         | Porcentaje de participación (S) |
| Mayor a 29° API                                                        | 31,29                   | $Po \leq P < 2Po$                      | 30                              |
| Mayor a 22° API e inferior o igual a 29° API                           | 32,50                   | $2Po \leq P < 3Po$                     | 35                              |
| Mayor a 15° API e inferior o igual a 22° API                           | 33,71                   | $3Po \leq P < 4Po$                     | 40                              |
| Descubrimientos localizados a más de 300 metros de profundidad de agua | 38,52                   | $4Po \leq P < 5Po$                     | 45                              |
| Mayor a 10° API e inferior o igual a 15° API                           | 48,14                   | $5Po \leq P$                           | 50                              |

*Fuente: Anexo A.*

Adicionalmente, en los procesos de asignación de áreas para exploración y explotación, los futuros contratistas deben ofrecer a la ANH una participación en la producción. Según lo reportado por la ACP (Asociación Colombiana de Petróleo), en los resultados de la ronda 2010, 87% del total de bloques adjudicados ofrecieron una participación en la producción de entre 1 y 4%.

### Regalías

Según el artículo 360 de la Constitución Política de Colombia, las regalías son “una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable”. A partir de enero de 2004, la ANH es la entidad encargada de recaudar las regalías,<sup>4</sup> mientras el Ministerio de Minas y Energía es el responsable de su liquidación. Dentro de los 10 días hábiles siguientes al recibo de las liquidaciones, la ANH realiza los giros correspondientes a los beneficiarios. Por su parte, el DNP (Departamento Nacional de Planeación) ejerce el control y registro de los proyectos que han sido aprobados por los ministerios para ser financiados con recursos del FNR (Fondo Nacional de Regalías), además de controlar y vigilar la correcta utilización de esos fondos.

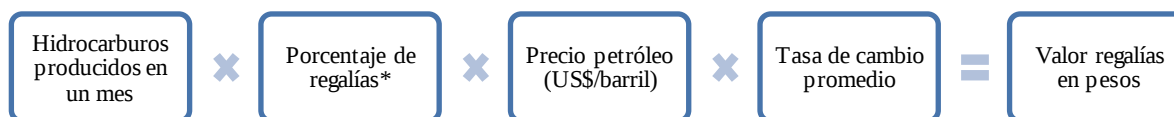
### Recaudo de regalías

El recaudo de regalías puede hacerse en especie o en dinero. En el primer caso, el contratista entrega a la ANH la cantidad de hidrocarburos correspondiente; las partes acuerdan entonces el procedimiento para la programación de entregas y demás aspectos. En

<sup>4</sup> Se encarga de recaudar todas las compensaciones monetarias del Estado por la explotación de hidrocarburos.

el segundo caso, el contratista entrega a la ANH el monto correspondiente en el plazo señalado por la autoridad competente o según lo acordado por las partes. En el gráfico 3 se ilustra la fórmula para el cálculo de regalías.

**Gráfico 3. Fórmula para el cálculo de regalías**



Fuente: DNP (2007).

\*Entre el 8 y el 25% según ley 756 de 2002 (véase el Cuadro 5) o el 20% con la ley 141 de 1994.

De acuerdo con la ley 756 de 2002, el porcentaje para el cálculo de regalías varía de acuerdo con el volumen de producción por campo, como se ilustra en el cuadro 5.

**Cuadro 5. Porcentaje para el cálculo de regalías según el volumen de producción**

| Volumen diario promedio mes por campo    | Porcentaje                                        |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| Hasta 5.000 barriles por día             | 8%                                                |
| Entre 5.000 y 125.000 barriles por día   | $8 + (\text{producción} - 5.000) \times 0,10$     |
| Entre 125.000 y 400.000 barriles por día | 20%                                               |
| Entre 400.000 y 600.000 barriles por día | $20 + (\text{producción} - 400.000) \times 0,025$ |
| Más de 600.000 barriles por día          | 25%                                               |

Fuente: Ley 756 de 2002, Artículo 16.

### *Distribución de las regalías*

Actualmente las regalías se clasifican en directas e indirectas. Las regalías directas pertenecen a los departamentos y municipios en cuyos territorios se adelanta la explotación de recursos naturales no renovables, y a los puertos fluviales y marítimos por donde estos se transportan. Las regalías directas corresponden aproximadamente al 80% del total. Por otro lado, las regalías indirectas se recaudan en el FNR y financian proyectos regionales de inversión prioritarios, de acuerdo con los planes de desarrollo correspondientes. En el cuadro 6 se presenta la distribución de las participaciones en las regalías de hidrocarburos.

**Cuadro 6. Distribución de participaciones de regalías de hidrocarburos**  
**Producción**

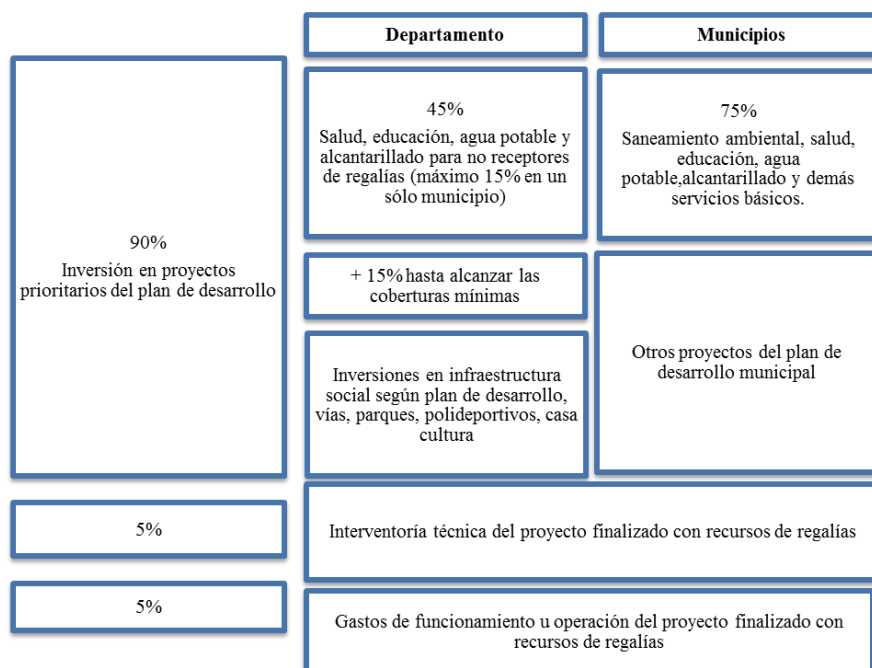
| Entidad                            | 0-10.000 BPMD*<br>(%) | 10.000-20.000 BPMD<br>(%) | Superior a 20.000 BPMD<br>(%) |
|------------------------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------------------|
| Departamentos productores          | 52,0                  | 47,5                      | 47,5                          |
| Municipios o distritos productores | 32,0                  | 25,0                      | 12,5                          |
| Municipios o distritos portuarios  | 8,0                   | 8,0                       | 8,0                           |
| Fondo Nacional de Regalías         | 8,0                   | 19,5                      | 32,0                          |

Fuente: Ley 756 de 2002, Artículo 27.

\*Barriles promedio mensual diario.

En el gráfico 4 se muestra la destinación de los recursos provenientes de las regalías bajo el esquema planteado en la Ley 756 de 2002.

**Gráfico 4. Destinación de los recursos de regalías**



Fuente: Ley 756 de 2002.

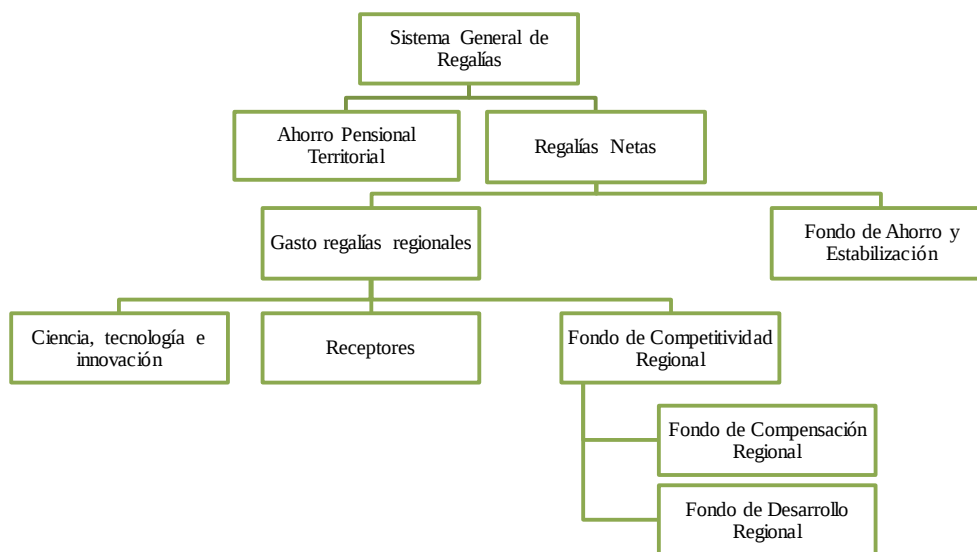
Con el fin de redistribuir los recursos provenientes de las regalías --de modo que no sean solo los departamentos y municipios productores los únicos beneficiados de estos ingresos--, en el año 2011 se creó el SGR o Sistema General de Regalías (Recuadro 1).

## Recuadro 1 Sistema General de Regalías

El SGR se constituye mediante el Acto Legislativo 05 de 2011\*. Con esta reforma, a partir de 2012 los ingresos por concepto de regalías se distribuirán de la siguiente manera:

- 10% para el Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación.
- 10% para ahorro pensional territorial.
- Hasta un 30% para el Fondo de Ahorro y Estabilización.
- Los recursos restantes se destinan de la siguiente manera:
  - 20% para las asignaciones directas correspondientes a los departamentos y municipios en cuyos territorios se adelanta la explotación de recursos naturales no renovables y a los puertos fluviales y marítimos por donde se los transporta.
  - 80% para los Fondos de Compensación Regional y de Desarrollo Regional (60% y 40% respectivamente).

### Esquema del Sistema General de Regalías



De los ingresos del SGR, un 2% se destinará a la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo. Este porcentaje se descontará proporcionalmente del total de los ingresos del SGR.

Fuentes: MHCP, MME, DNP (2011) y Proyecto de Acto Legislativo (Esquema del SGR).

\*La nueva Ley de Regalías se encuentra actualmente en trámite.

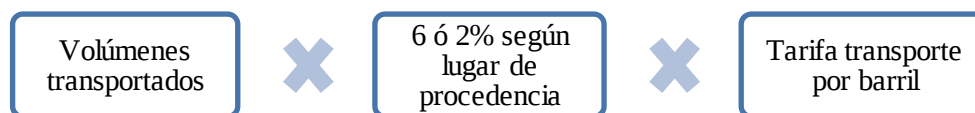
## Impuesto al transporte

De acuerdo con el artículo 29 de la Ley 756 de 2002, el impuesto al transporte es un gravamen cedido por la Nación con el cual se busca compensar a los municipios no productores por cuyas jurisdicciones atraviesan los oleoductos o gasoductos. El cobro de dicho impuesto se lleva a cabo trimestralmente, de la siguiente manera:

- para todos los oleoductos construidos a partir del 7 de octubre de 1952 es del 6% del valor resultante de multiplicar el número de barriles transportados por la tarifa vigente para cada oleoducto; y
- para los oleoductos que se construyan bajo concesiones situadas en la región oriental será del 2%.

El impuesto se liquida sobre el total de barriles de petróleo y gas transportado por los oleoductos desde las estaciones de bombeo hasta los centros de distribución, teniendo en cuenta las tarifas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía<sup>5</sup> (gráfico 5).

**Gráfico 5. Fórmula para el cálculo del impuesto al transporte**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía (2010), con base en la Resolución 124386 de 2010.

Los recursos provenientes del impuesto de transporte distribuidos a los municipios no productores se destinan a inversiones de infraestructura social que hagan parte del plan de desarrollo local, como por ejemplo saneamiento ambiental, servicios de salud, educación, agua potable y alcantarillado, entre otros.

<sup>5</sup> De acuerdo con la Resolución 124 386 de 2010, la cual determina la metodología para la fijación de tarifas del transporte de crudo por oleoductos, en caso de que las partes negociadoras no hayan acordado el monto del servicio en un trayecto, la Dirección de Hidrocarburos aplicará la siguiente fórmula, si es un trayecto no ampliado:  $T = ((Y + C + A) / Q) + CV$ . Si es un trayecto nuevo o uno ampliado:  $T = (Y / \min\{Q, 0.85 * QMAX\}) + ((C + A) / Q) + CV$ , donde  $T$  es la tarifa a aplicar por barril de crudo a transportar en dólares;  $Y$  corresponde al ingreso anual reconocible por inversión;  $C$  es el ingreso anual reconocible por gastos fijos de administración, operación y mantenimiento;  $A$  es el ingreso anual reconocible o descontable por ajuste;  $Q$  es el volumen anual equivalente de crudo a transportar;  $QMAX$  es la capacidad de diseño del trayecto nuevo o ampliado, y  $CV$  es el costo variable de operación por barril de crudo. Para obtener información más detallada acerca de este cálculo, véase la Resolución 124 386 de 2010 en: [http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario\\_externo\\_normatividad/form\\_consultar\\_normas\\_hidrocarburos.jsp?parametro=2304&site=17](http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas_hidrocarburos.jsp?parametro=2304&site=17)

### ***Retención en la fuente a las exportaciones de crudo***

Según el Artículo 50 de la Ley 1430 de 2010, el impuesto a la retención en la fuente se define como aquel que se cobra sobre los ingresos por concepto de exportación de hidrocarburos y demás productos mineros, para lo cual el exportador actuará como auto-retenedor. El gobierno nacional establecerá la tarifa de retención en la fuente, la cual no podrá ser superior al 10% del respectivo pago o abono en cuenta.

### **Producción de combustibles derivados del petróleo**

#### ***Impuestos a la gasolina y al ACPM***

En Colombia existen tres impuestos para estos dos bienes: IVA, global y sobretasa.

Impuesto al valor agregado. Es un impuesto cobrado de manera indirecta sobre la venta de ACPM, gasolina motor corriente o extra, y equivale al 16% del precio base de liquidación determinado por el Ministerio de Minas y Energía. Según el Artículo 466 del Estatuto Tributario, la base para liquidar el impuesto sobre las ventas de la gasolina motor regular y extra es el ingreso al productor. Entre tanto, en el caso de la importación de gasolina la base gravable será la misma que se tiene en cuenta para liquidar los derechos de aduana, adicionados al valor de este gravamen (Art 459-ET).

Impuesto global. Se trata de un impuesto que el Ministerio de Minas y Energía fija por resolución y se cobra en las ventas nacionales de los combustibles; es liquidado por el productor o el importador. La Ley 681 de 2001 establece unos valores base de liquidación<sup>6</sup> y define que el ajuste se realizará el 1º de marzo de cada año, de conformidad con la meta de inflación que establezca el Banco de la República para el año en el que se hace el ajuste.

Sobretasa. El Artículo 118 de la Ley 488 de 1998 establece que el hecho generador de la sobretasa es el consumo de gasolina motor extra y corriente nacional o importada, en la jurisdicción de cada municipio, distrito y departamento. Para la sobretasa al ACPM, el hecho generador es el consumo de ACPM nacional o importado, en la jurisdicción de cada departamento o en el Distrito Capital de Bogotá. Cabe señalar que no generan sobretasa las exportaciones de gasolina motor extra y corriente o de ACPM.

La sobretasa se causa en el momento en que el distribuidor mayorista, productor o importador enajena la gasolina motor extra o corriente o ACPM al distribuidor minorista o al consumidor final. Igualmente se causa en el momento en que el distribuidor mayorista,

---

<sup>6</sup> Según el Artículo 6 de la Ley 681 de 2001, los valores establecidos para el impuesto global por galón se liquidarán a razón de \$503,62 pesos para gasolina regular, \$333,79 pesos para el ACPM y \$579,17 pesos para gasolina extra. Dichos valores están expresados en moneda nacional (pesos constantes de 2001). Para 2010 los valores de liquidación fueron: \$762,64 pesos para la gasolina corriente y \$470,08 pesos para el ACPM.

productor o importador retira el bien para su propio consumo (Artículo 120, Ley 488 de 1998), de la siguiente manera:

- A la gasolina: La Ley 788 de 2002 establece que la tarifa total de la sobretasa a la gasolina será del 25%, repartida así: 18,5% la tarifa municipal y distrital y 6,5% la departamental. Además, los Concejos Municipales ubicados en zonas de frontera pueden optar una tarifa diferencial entre el 2 y 6% (Art. 55).
- Al ACPM: La Ley 488 de 1998 establece que la tarifa de la sobretasa al ACPM será del 6%, cobrada por la Nación y distribuida en 50% para el mantenimiento de la red vial nacional y en 50% para los departamentos, incluido el Distrito Capital, con el mismo destino.

### ***Cómo se determina la fórmula de los precios de los combustibles***

La estructura de precios al consumidor de los combustibles varía de un país a otro pues esta depende de la carga impositiva que cada cual decida cobrar sobre dicho producto. En otras palabras, el precio final refleja el grado en que la sociedad valora la infraestructura vial y la calidad ambiental, y cuánto está dispuesta a cobrar como compensación. En Colombia, desde 1999 la política de precios de la gasolina y el ACPM adoptada por el Ministerio de Minas y Energía se basa en el precio paridad exportación, es decir, en el cálculo del ingreso al productor. Con esto se busca capturar el costo de oportunidad en que incurría Ecopetrol o un ente privado al vender los combustibles en el mercado interno en lugar de exportar a otros países.

Dicha política permite contar con unos precios que reflejen las variaciones de los precios externos. Igualmente se desmontaron de manera gradual los subsidios preestablecidos a los precios de los combustibles<sup>7</sup> para lograr un esquema de precios que reconociera la realidad de los mercados internacionales, además de brindar señales de estabilidad a los inversionistas (García et al. 2010).

Por lo tanto, la estructura de los precios de los combustibles en Colombia parte del ingreso al productor para calcular los impuestos con los que son gravados los combustibles. Estos representaron en las ventas totales nacionales de 2010 cerca del 30% las de gasolina y el 17% las de ACPM. En el cuadro 7 se muestran las variables que componen el ingreso al productor y el precio regulado de la gasolina, para finalmente determinar el precio por resolución de dicho combustible.

---

<sup>7</sup> Para determinar si existe un subsidio a los precios de los combustibles se debe establecer si el precio final que paga el consumidor es inferior al costo de producción, por lo que el diferencial sería cubierto por una transferencia fiscal, lo que en últimas implica un gasto para el gobierno.

**Cuadro 7. Estructura del precio de los combustibles en Colombia**

| <b>Cálculo del ingreso al productor</b>              | <b>Precio regulado de la gasolina</b> |
|------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Precio FOB por galón Costa del Golfo (US\$)          | Ingreso del productor                 |
| - Flete Costa Golfo EE.UU a puerto colombiano (US\$) | + IVA                                 |
| - Costo seguro marítimo (US\$)                       | + Impuesto global                     |
| - Inspección de calidad (US\$)                       | + Tarifa de marcación                 |
| = <b>Precio en US\$ en puerto colombiano</b>         | + Tarifa de transporte por poliductos |
| * TRM (último día del mes anterior)                  | + Margen al distribuidor mayorista    |
| = <b>Precio en pesos en puerto colombiano</b>        | + Margen del distribuidor minorista   |
| - Transporte pozo Colorado - Galán                   | + Pérdida por evaporación             |
|                                                      | + Sobretasa                           |
| <b>= Ingreso del productor</b>                       | <b>= Precio por resolución</b>        |

*Fuente: Fedesarrollo (2009) y Resoluciones Ministerio de Minas.*

Aun así, en Colombia existe un diferencial en los precios de los combustibles vendidos en las zonas de frontera<sup>8</sup> y el resto del país. Con el fin de reducir los precios de los combustibles líquidos comercializados en las zonas de frontera, se determina una cantidad de galones a ser vendidos por las estaciones de servicio ubicadas allí que están exentos de los impuestos de orden nacional (global e IVA). Además, la sobretasa cobrada puede ser menor a la del resto del país, un tema que se tratará más adelante.

A partir de octubre de 2011, el cálculo del precio de los combustibles se regula por la Resolución 18 1602 del 30 de septiembre de 2011, según la cual el precio se ajusta mensualmente teniendo en cuenta cambios mes a mes del Ingreso al Productor, donde este no podrá salirse de un rango que varía entre -3% y +3%. Esto equivale aproximadamente al 1,5% del precio final, con el fin de mitigar cambios abruptos en los precios al consumidor.

## **Otros ingresos fiscales**

### ***Dividendos e impuesto a la renta pagados por Ecopetrol***

Los dividendos pagados por Ecopetrol a la Nación representan un porcentaje de las utilidades que la empresa trasfiere a su accionista mayoritario. Por su parte, el monto correspondiente al impuesto de renta, con corte a diciembre de 2010, se calculó aplicando a la utilidad contable antes de impuestos la tasa efectiva de tributación estimada de 26,9% (en 2009 fue 27,02%); esta incluye impuesto de renta corriente y diferido (Ecopetrol 2010). Adicionalmente, en 1995 se creó el FAEP (Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera) y en el 2006 se eximió a Ecopetrol de la obligación de realizar ahorros en dicho fondo (recuadro 2).

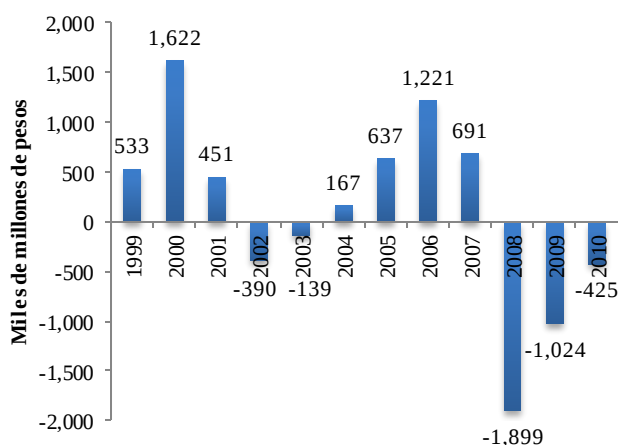
<sup>8</sup> Según la Ley 191 de 1995, se considera zona de frontera a "aquellos municipios, corregimientos especiales de los Departamentos Fronterizos colindantes con los límites de la República de Colombia, y aquellos en cuyas actividades económicas y sociales se advierte la influencia directa del fenómeno fronterizo".

## Recuadro 2 Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera

El FAEP se creó y reglamentó bajo la Ley 209 de 1995. Tanto Ecopetrol como las entidades territoriales y receptoras de regalías y compensaciones monetarias, así como el Fondo Nacional de Regalías, ahorran o desahorran en este fondo si sus ingresos adicionales (monto en que se excede su ingreso básico) superan los ingresos adicionales promedio.

Las transferencias realizadas al FAEP son de carácter estrictamente temporal y con el propósito exclusivo de ahorro fiscal y estabilización macroeconómica.

### Evolución del balance del FAEP



Fuente: DGPM – Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

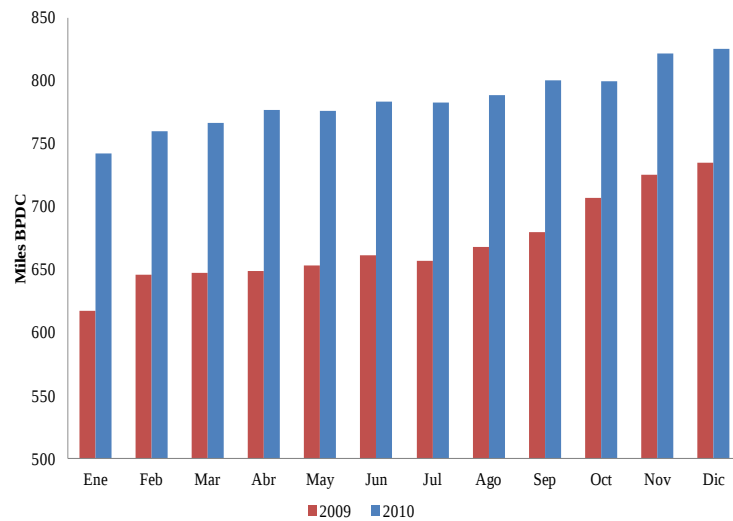
El Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, en su artículo 143, eximió a Ecopetrol de la obligación de realizar ahorros en el FAEP, trasladando al Gobierno Nacional la propiedad del saldo de sus ahorros acumulados. En consecuencia, Ecopetrol no realiza actualmente ningún ahorro en el Fondo y sus ahorros acumulados han sido desahorrados progresivamente por el Gobierno Nacional entre 2008 y 2010, como se observa en el gráfico arriba (Se proyectó retirar en 2008 el 60% del saldo acumulado, y el resto en los años 2009 y 2010).

## 2. CIFRAS DE LA ACTIVIDAD PETROLERA

### Producción de crudo en Colombia

Para los últimos años, la producción de crudo en el país para muestra una tendencia creciente, pasando de 617 mil BPDC (barriles de petróleo diarios calendario) en enero de 2009 a 825 mil BPDC en diciembre de 2010 (gráfico 6).

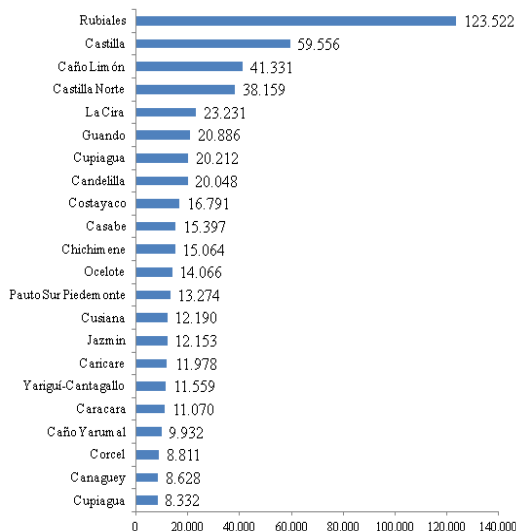
**Gráfico 6. Producción mensual de crudo 2009-2010**



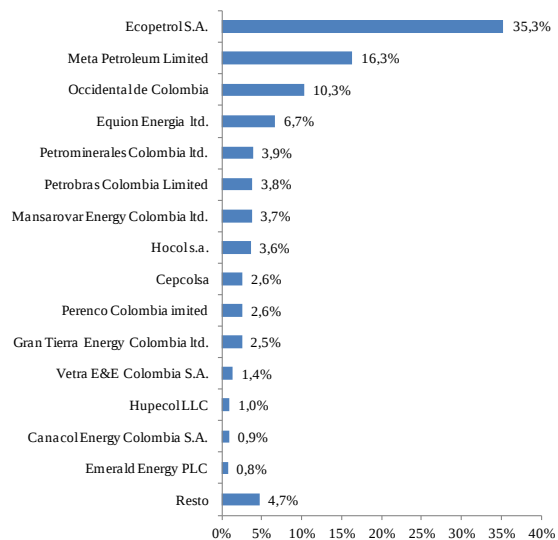
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, tomado del IEP-ACP (2010).

En 2010, los campos que contribuyeron con mayor volumen de producción fueron Rubiales, Castilla y Caño Limón, con cerca de 124 mil, 60 mil y 41 mil BPDC respectivamente (gráfico 7). Como se observa en el gráfico 8, aproximadamente el 90% del crudo es producido por 10 operadoras. En primer lugar se encuentra Ecopetrol, con el 35% de la producción, seguida por Meta Petroleum y Occidental con 16% y 10% respectivamente.

**Gráfico 7. Producción de crudo por campo BPDC, 2010**



**Gráfico 8. Proporción de producción total de crudo por empresa operadora**



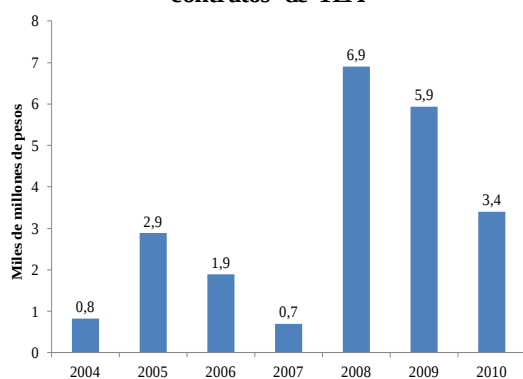
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, tomado del IEP-ACP (2010).

\*No se incluyeron los pozos con producción inferior equivalente al 1% de la producción total.

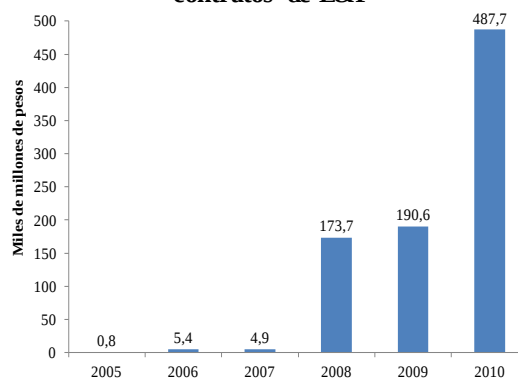
## Derechos económicos de la ANH

El valor de los derechos económicos por TEA ha presentado cambios significativos desde los orígenes de este tipo de contrato y no registra una tendencia clara. Es así como los recaudos de la ANH por este concepto han pasado de 800 millones de pesos en 2004 a 3.400 millones de pesos en 2010, alcanzando su punto máximo en el año 2008, cuando el recaudo ascendió a 6.900 millones de pesos (gráfico 9). Por su parte, la evolución del valor de los derechos económicos de la ANH por contratos de E&P refleja un aumento significativo de los recaudos por este concepto, pasando de \$800 millones de pesos en el año 2004 a \$488 mil millones de pesos en el año 2010 (gráfico 10).

**Gráfico 9. Derechos económicos de la ANH por contratos de TEA**



**Gráfico 10. Derechos económicos de la ANH por contratos de E&P**

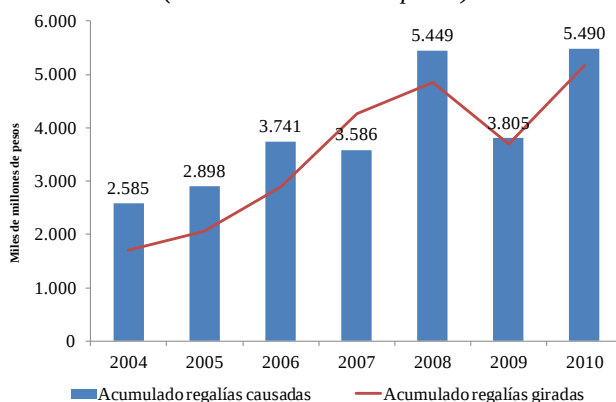


Fuente: ANH (2010).

## Regalías correspondientes a la producción de crudo

Como consecuencia del aumento en la producción de petróleo crudo, el valor de las regalías causadas y giradas ha aumentado considerablemente, constituyéndose en una fuente de ingresos significativa para el gobierno. Como se observa en el Gráfico 11, el valor de las regalías causadas pasó de 2,6 billones de pesos en el año 2004 a 5,5 billones en 2010.

**Gráfico 11. Evolución de las regalías causadas y giradas**  
(Miles de millones de pesos)



Fuente: ANH, tomado del IEP-ACP (2010).

## Destino de la producción del crudo colombiano

Como se observa en cuadro 8, mientras la proporción de crudo destinada a la carga de refinerías nacionales ha disminuido, la proporción de crudo destinada a exportación ha aumentado considerablemente en los últimos años.<sup>9</sup>

**Cuadro 8. Destino de la producción de crudo**

| <b>Año</b>  | <b>% carga a refinerías de<br/>producción total</b> | <b>% exportaciones de la<br/>producción total</b> |
|-------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| <b>2004</b> | 59,0                                                | 53,5                                              |
| <b>2005</b> | 56,9                                                | 51,2                                              |
| <b>2006</b> | 59,7                                                | 49,8                                              |
| <b>2007</b> | 58,9                                                | 52,2                                              |
| <b>2008</b> | 53,2                                                | 57,1                                              |
| <b>2009</b> | 45,0                                                | 68,0                                              |
| <b>2010</b> | 37,5                                                | 72,3                                              |

*Fuente: Elaboración propia con base en IEP-ACP (2010).*

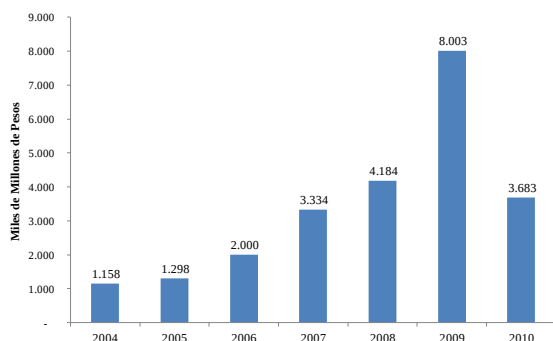
## Dividendos e impuesto de renta pagados por Ecopetrol

Los dividendos e impuestos pagados por Ecopetrol representan ingresos importantes para la Nación, y aunque mostraron una tendencia creciente hasta 2008, disminuyeron en 2010 (gráficos 12 y 13). Esto se debe a que en el año 2009 se pagaron los dividendos y el impuesto de renta causados en 2008, año en el que los resultados financieros de Ecopetrol fueron particularmente buenos, mientras en 2010 se pagaron los dividendos y el impuesto de renta causados en 2009, cuando dichos resultados no fueron tan positivos<sup>10</sup>.

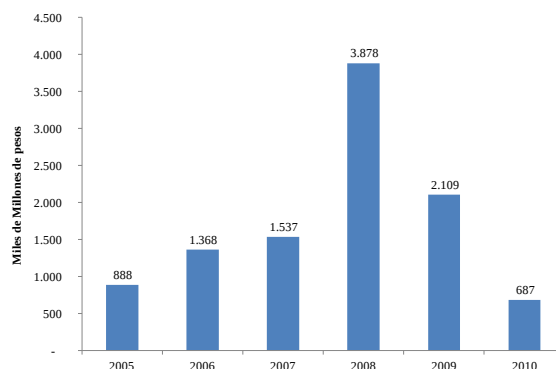
<sup>9</sup> Los valores no suman 100% puesto que, por un lado, la carga de refinería puede incluir importaciones, mientras que por el otro las exportaciones incluyen derivados.

<sup>10</sup> Para mayor información, véase MHCP (2010: 135).

**Gráfico 12. Dividendos pagados por Ecopetrol**



**Gráfico 13. Impuesto de renta pagado por Ecopetrol**

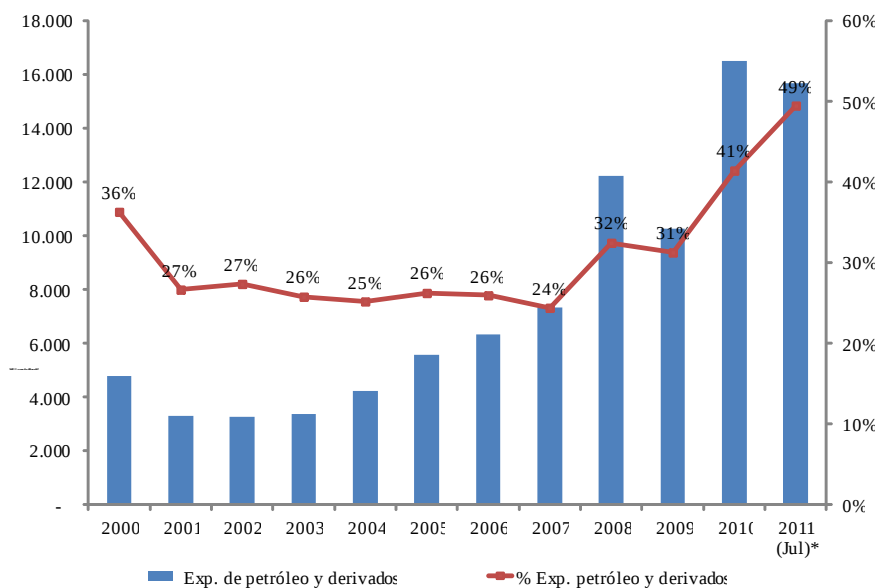


Fuente: MHCP (2010).

## Exportaciones

Como se observa en el gráfico 14, los valores de las exportaciones de hidrocarburos y derivados han crecido considerablemente durante la última década. Las exportaciones de este tipo de productos han pasado de representar el 36% de las exportaciones nacionales en el año 2000, al 41% en 2010 y casi el 50% en 2011.

**Gráfico 14. Exportaciones de hidrocarburos y derivados**



Fuente: DANE, tomado del IEP-ACP (2010).

## Ingresos públicos generados por el sector

Los ingresos generados como consecuencia del pago de impuestos y dividendos de Ecopetrol, al igual que las regalías, constituyen un flujo de recursos de gran importancia para el Estado. En el cuadro 9 se registran los ingresos del gobierno central como porcentaje del valor total de la producción nacional de crudo (segunda columna), del ingreso total del gobierno central (tercera columna) y como participación dentro del total de ingresos generados por el petróleo al gobierno central para el año 2010. Las cuentas más importantes son los dividendos de Ecopetrol destinados al gobierno central, y los ingresos por retención en la fuente.

**Cuadro 9. Recaudo del gobierno central como porcentaje del valor de la producción de crudo, 2010**  
(Miles de millones de pesos)

| Ingresos                    | Como porcentaje de la producción | Como porcentaje de los ingresos totales del gobierno central | Participación |
|-----------------------------|----------------------------------|--------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Derechos ANH</b>         | <b>1,1</b>                       | <b>0,7</b>                                                   | <b>4,5</b>    |
| Contratos E&P               | 0,01                             | 0,00                                                         | 0,03          |
| Contrato TEA                | 1,13                             | 0,60                                                         | 4,51          |
| <b>Retefuente*</b>          | <b>7,23</b>                      | <b>4,21</b>                                                  | <b>28,95</b>  |
| <b>IVA</b>                  | <b>2,70</b>                      | <b>1,61</b>                                                  | <b>11,06</b>  |
| Gasolina                    | 1,30                             | 0,70                                                         | 5,22          |
| ACPM                        | 1,40                             | 0,80                                                         | 5,85          |
| <b>Impuesto global</b>      | <b>3,23</b>                      | <b>1,88</b>                                                  | <b>12,91</b>  |
| Gasolina                    | 1,77                             | 1,00                                                         | 7,07          |
| ACPM                        | 1,40                             | 0,80                                                         | 5,84          |
| <b>Sobretasa</b>            | <b>0,52</b>                      | <b>0,30</b>                                                  | <b>2,10</b>   |
| ACPM                        | 0,52                             | 0,30                                                         | 2,10          |
| <b>Pagado por Ecopetrol</b> | <b>10,10</b>                     | <b>5,88</b>                                                  | <b>40,44</b>  |
| Dividendos Ecopetrol        | 8,51                             | 4,90                                                         | 34,08         |
| Impuesto de renta           | 1,50                             | 0,90                                                         | 6,36          |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009).

\*Se supone un valor del 10% para calcular la retención en la fuente sobre las exportaciones de petróleo y derivados.

De la misma manera, en el cuadro 10 se registran las cifras para los gobiernos regionales y locales. En este nivel de gobierno, los ingresos más importantes son los que provienen de las regalías.

**Cuadro 10. Recaudo de los gobiernos locales como porcentaje del valor de producción de crudo, 2010**  
(Miles de millones de pesos)

| Recaudos         | Como porcentaje de la producción | Como porcentaje de los ingresos totales del gobierno central | Participación |
|------------------|----------------------------------|--------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Regalías</b>  | <b>11,97</b>                     | <b>10,44</b>                                                 | <b>77,48</b>  |
| Departamentos    | 5,69                             | 4,96                                                         | 36,80         |
| Puertos          | 0,96                             | 0,84                                                         | 6,20          |
| Municipios       | 1,50                             | 1,30                                                         | 9,68          |
| FNR              | 3,83                             | 3,34                                                         | 24,79         |
| <b>Sobretasa</b> | <b>3,48</b>                      | <b>3,03</b>                                                  | <b>22,52</b>  |
| Gasolina         | 2,96                             | 2,58                                                         | 19,13         |
| Municipios       | 2,18                             | 1,96                                                         | 14,12         |
| Departamentos    | 0,77                             | 0,67                                                         | 5,01          |
| ACPM             | 0,52                             | 0,46                                                         | 3,39          |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009)

Cabe destacar que en Colombia la sostenibilidad fiscal es considerada un principio<sup>11</sup> (Art. 334 de la Constitución Política de Colombia). Uno de los mecanismos del gobierno para hacer que este derecho se cumpla es la Regla Fiscal, por medio de la cual se busca asegurar tal sostenibilidad en el largo plazo y contribuir a la estabilidad macroeconómica del país en general (recuadro 3). Lo anterior permitirá fortalecer las finanzas públicas en el mediano plazo, así como garantizar la sostenibilidad de la deuda pública y la estabilidad macroeconómica de Colombia.

### **Recuadro 3. Regla fiscal**

Según el Artículo 5 de la Ley 1473 de 2011, la regla fiscal implica que *el gasto estructural no supere al ingreso estructural, en un monto que exceda la meta anual de balance estructural establecido*. Cabe aclarar que por ingreso estructural se entiende el ingreso total del gobierno nacional central, una vez ajustado por el efecto del ciclo económico y los efectos extraordinarios de la actividad mineroenergética y otros efectos similares (Art. 3, Ley 1473 de 2011).

El objetivo primordial de la regla fiscal (propuesta para ser aplicada a partir del 2012) es *garantizar la sostenibilidad de largo plazo de las finanzas públicas y contribuir a la estabilidad macroeconómica del país* (Art. 1, Ley 1473 de 2011). En otras palabras, al establecer metas puntuales sobre el balance del gobierno central, la regla fiscal es un mecanismo que permite fortalecer la disciplina fiscal de modo que el gasto se corresponda con los ingresos estructurales o de largo plazo.

<sup>11</sup> Acto Legislativo 3 de 2011 por el cual se establece el principio de la sostenibilidad fiscal.

Específicamente, en lo referente a las metas de la regla fiscal, en el Artículo 5 de la Ley 1473 de 2011 se indica que a partir del año 2022 el déficit estructural del gobierno nacional central no podrá ser mayor a 1% del PIB. Para lograr este objetivo, se requiere que el gobierno nacional siga una senda anual decreciente del déficit en el balance fiscal estructural que le permita alcanzar un déficit estructural menor o igual a 2,3% del PIB en 2014 y menor o igual a 1,9% del PIB en 2018.

Una de las virtudes de esta regla es que independiza el objetivo fiscal y las decisiones de política de los movimientos cíclicos de la economía, especialmente de los relacionados con la producción e ingresos petroleros. Se trata entonces de una regla de naturaleza estructural, lo cual quiere decir que el balance fiscal que debe cumplir el gobierno nacional depende de sus propias decisiones o de cambios inesperados y transitorios en la economía que afecten sus finanzas.

Dadas las mejores perspectivas de los ingresos generados por los mayores niveles de producción del sector minero, y con el propósito de contribuir a la estabilidad macroeconómica del país, se constituye entonces el FAEP (recuadro 2). Allí se acumularán recursos del ahorro proveniente de la regla fiscal y de aportes adicionales del Presupuesto Nacional, con el fin de apoyar el gasto contracíclico, la amortización de la deuda y la financiación de necesidades producidas por eventos extraordinarios que puedan implicar una suspensión temporal de la regla fiscal (Art. 15, Ley 1473 de 2011).

La regla fiscal puede entonces ser interpretada de dos maneras:

- *Función de reacción:* Frente a desviaciones del PIB de su valor potencial, y de los ingresos petroleros de su senda de mediano plazo, la autoridad fiscal reacciona ajustando sus ingresos y/o gastos con el fin de lograr la meta de mediano plazo.
- *Función operativa:* Una vez descontados los efectos del ciclo económico y de los ingresos petroleros sobre las finanzas, la regla fiscal establece el nivel del balance fiscal primario a lograr por la autoridad fiscal en cada momento del tiempo.

*Fuente: Elaborado con base en Banrep, MHCP, DNP (2010).*

### 3. ELASTICIDADES

Esta sección consta de dos ejercicios<sup>12</sup>. En el primero se calcula el efecto del cambio de US\$1 en el precio internacional del petróleo sobre los recursos derivados de la actividad petrolera recaudados por el gobierno central y los gobiernos regionales. En el segundo se presenta una proyección de los recursos al año 2015.

#### **Comparación frente a un cambio de US\$1 en el precio del petróleo**

Esta comparación se realizó para los recursos recaudados en el año 2010 y para el promedio entre 2004-2010. Los cálculos se elaboraron con los datos disponibles sobre los recaudos de cada uno de los ingresos fiscales, y posteriormente se estableció la proporción con

<sup>12</sup> El precio de referencia será el WTI en US\$ por barril

respecto a la producción total de crudo (Anexo A). A continuación se presentan los resultados.

### Recursos 2010

Tomando como punto de partida los recaudos del año 2010 (cuadro 11), el Estado habría recaudado \$220 mil millones de pesos (US\$115,97 millones) más si el precio internacional del petróleo hubiese sido un dólar más alto. En el cuadro 12 se registran los recursos captados por el gobierno central, mientras que en el cuadro 13 aparecen los de los gobiernos locales. Los \$220 mil millones de pesos se distribuyen en \$136 mil millones para el gobierno nacional y \$84 mil millones para los gobiernos regionales y locales.

**Cuadro 11. Supuestos utilizados en los cálculos**

|                                         | Observado 2010 | Δ US\$1 en el<br>precio |
|-----------------------------------------|----------------|-------------------------|
| Producción BPA                          | 286.800.487    | 286.800.487             |
| Precio WTI (US\$)                       | US\$79,5       | US\$80,5                |
| TRM (Pesos)                             | \$1.897,9      | \$1.897,9               |
| Producción (Miles de millones de pesos) | \$43.260       | \$43.804                |

Fuente: Elaboración propia con base en ANH (2010), MHCP (2010) y IEP-ACP (2010).

**Cuadro 12. Efecto en los recursos derivados de la actividad petrolera para el gobierno central frente a un cambio de US\$1 en el precio del petróleo, 2010**  
(Miles de millones de pesos)

| Recaudos                    | Observado 2010    | Δ US\$1 en<br>el precio | Diferencia     |
|-----------------------------|-------------------|-------------------------|----------------|
| <b>Derechos ANH</b>         | <b>\$491,08</b>   | <b>\$497,26</b>         | <b>\$6,18</b>  |
| Contratos E&P               | \$3,40            | \$3,45                  | \$0,04         |
| Contrato TEA                | \$487,68          | \$493,81                | \$6,14         |
| <b>Retefuente</b>           | <b>\$3.128,69</b> | <b>\$3.168,05</b>       | <b>\$39,37</b> |
| <b>IVA</b>                  | <b>\$1.195,58</b> | <b>\$1.210,62</b>       | <b>\$15,04</b> |
| Gasolina                    | \$563,71          | \$570,81                | \$7,09         |
| ACPM                        | \$631,86          | \$639,81                | \$7,95         |
| <b>Impuesto global</b>      | <b>\$1.395,46</b> | <b>\$1.413,02</b>       | <b>\$17,56</b> |
| Gasolina                    | \$764,37          | \$773,98                | \$9,62         |
| ACPM                        | \$631,10          | \$639,04                | \$7,94         |
| <b>Sobretasa</b>            | <b>\$226,55</b>   | <b>\$229,40</b>         | <b>\$2,85</b>  |
| ACPM                        | \$ 226,55         | \$229,40                | \$2,85         |
| <b>Pagado por Ecopetrol</b> | <b>\$4.370,00</b> | <b>\$4.424,98</b>       | <b>\$54,99</b> |
| Dividendos Ecopetrol        | \$3.683,00        | \$3.729,34              | \$46,34        |
| Impuesto de renta           | \$687,00          | \$695,64                | \$8,64         |
| <b>Total</b>                | <b>\$10.807</b>   | <b>\$10.943</b>         | <b>\$136</b>   |
|                             |                   | Variación porcentual    | 1,3%           |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009).

**Cuadro 13. Efecto en los recursos derivados de la actividad petrolera para los gobiernos locales frente a un cambio de US\$1 en el precio del petróleo, 2010**  
(Miles de millones de pesos)

| Recaudos         | Observado 2010 | $\Delta$ US\$1 en el precio | Diferencia  |
|------------------|----------------|-----------------------------|-------------|
| <b>Regalías</b>  | <b>\$5.180</b> | <b>\$5.245</b>              | <b>\$65</b> |
| Departamentos    | \$2.460        | \$2.491                     | \$31        |
| Puertos          | \$414          | \$420                       | \$5         |
| Municipios       | \$647          | \$656                       | \$8         |
| FNR              | \$1.658        | \$1.678                     | \$21        |
| <b>Sobretasa</b> | <b>\$1.506</b> | <b>\$1.525</b>              | <b>\$19</b> |
| Gasolina         | \$1.279        | \$1.295                     | \$16        |
| Municipios       | \$944          | \$956                       | \$12        |
| Departamentos    | \$335          | \$339                       | \$4         |
| ACPM             | \$227          | \$229                       | \$3         |
| <b>TOTAL</b>     | <b>\$6.686</b> | <b>\$6.770</b>              | <b>\$84</b> |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009).

### **Recursos promedio 2004-2010**

Al sustituir la situación petrolera del año 2010 por el promedio de la de 2004-2010, si el precio promedio hubiera sido US\$1 más alto, el Estado habría recaudado \$215 mil millones de pesos (US\$97,56 millones) adicionales. En el cuadro 15 se registran los recursos captados por el gobierno central y en el cuadro 16 los de los gobiernos locales, partiendo de los supuestos que aparecen en el cuadro 14.

**Cuadro 13. Supuestos utilizados en los cálculos**

|                                         | Promedio observado<br>2004-2010 | $\Delta$ US\$1 en el<br>precio |
|-----------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Producción BPA                          | 216.470.151                     | 216.470.151                    |
| Precio WTI (US\$)                       | US\$ 68                         | US\$69                         |
| TRM (Pesos)                             | \$2.201                         | \$2.201                        |
| Producción (Miles de millones de pesos) | \$32.458                        | \$32.934                       |

Fuente: Elaboración propia con base en ANH (2010), MHCP (2010) y IEP-ACP (2010).

**Cuadro 14. Efecto en los recursos derivados de la actividad petrolera para el gobierno central frente a un cambio de US\$1 en el precio del petróleo, promedio 2004-2010**  
(Miles de millones de pesos)

| Recaudos                    | Promedio observado<br>2004-2010 | $\Delta$ un dólar en el<br>precio | Diferencia     |
|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|----------------|
| <b>Derechos ANH</b>         | <b>\$147,06</b>                 | <b>\$149,22</b>                   | <b>\$2,16</b>  |
| Contratos E&P               | \$3,22                          | \$3,26                            | \$0,05         |
| Contrato TEA                | \$143,85                        | \$145,96                          | \$2,11         |
| <b>Retefuente</b>           | <b>\$1.879,64</b>               | <b>\$1.907,23</b>                 | <b>\$27,59</b> |
| <b>IVA</b>                  | <b>\$1.098,24</b>               | <b>\$1.114,36</b>                 | <b>\$16,12</b> |
| Gasolina                    | \$515,70                        | \$523,27                          | \$7,57         |
| ACPM                        | \$582,55                        | \$591,10                          | \$8,55         |
| <b>Impuesto global</b>      | <b>\$1.254,53</b>               | <b>\$1.272,95</b>                 | <b>\$18,41</b> |
| Gasolina                    | \$700,16                        | \$710,43                          | \$10,28        |
| ACPM                        | \$554,38                        | \$562,51                          | \$8,14         |
| <b>Sobretasa</b>            | <b>\$187,36</b>                 | <b>\$190,11</b>                   | <b>\$2,75</b>  |
| ACPM                        | \$187,36                        | \$190,11                          | \$2,75         |
| <b>Pagado por Ecopetrol</b> | <b>\$5.124,52</b>               | <b>\$5.199,73</b>                 | <b>\$75,21</b> |
| Dividendos Ecopetrol        | \$3.380,02                      | \$3.429,63                        | \$49,60        |
| Impuesto de renta           | \$1.744,50                      | \$1.770,10                        | \$25,60        |
| <b>Total</b>                | <b>\$9.691</b>                  | <b>\$9.834</b>                    | <b>\$143</b>   |
| Variación porcentual        |                                 |                                   | 1,5%           |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009).

**Cuadro 15. Efecto en los recursos derivados de la actividad petrolera para los gobiernos locales frente a un cambio de US\$1 en el precio del petróleo, promedio 2004-2010**  
(Miles de millones de pesos)

| Recaudos         | Promedio observado<br>2004-2010 | $\Delta$ US\$1 en el<br>precio | Diferencia  |
|------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------|
| <b>Regalías</b>  | <b>\$3.522</b>                  | <b>\$3.574</b>                 | <b>\$52</b> |
| Departamentos    | \$1.673                         | \$1.698                        | \$25        |
| Puertos          | \$282                           | \$286                          | \$4         |
| Municipios       | \$440                           | \$447                          | \$6         |
| FNR              | \$1.127                         | \$1.144                        | \$17        |
| <b>Sobretasa</b> | <b>\$1.414</b>                  | <b>\$1.435</b>                 | <b>\$21</b> |
| Gasolina         | \$1.227                         | \$1.245                        | \$18        |
| Municipios       | \$904                           | \$917                          | \$13        |
| Departamentos    | \$323                           | \$328                          | \$5         |
| ACPM             | \$187                           | \$190                          | \$3         |
| <b>TOTAL</b>     | <b>\$4.937</b>                  | <b>\$5.009</b>                 | <b>\$72</b> |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009).

## Recursos proyectados a 2015

Finalmente, la proyección que a continuación se presenta fue realizada utilizando tres fuentes: las proyecciones oficiales a 2015 de la producción de crudo y del precio WTI, cifras reportadas en MHCP (2010b), y la tasa representativa del mercado según proyecciones realizadas por Fedesarrollo (cuadro 17).

En el cuadro 18 se presentan las proyecciones de los recursos derivados de la actividad petrolera recaudados por el gobierno central para el año 2015. Como se puede observar, se estima un aumento de \$6.857 miles de millones de pesos (US\$3.805 millones), mientras que el recaudo estimado de los gobiernos locales (cuadro 19) asciende a \$4.242 miles de millones de pesos (US\$2.354 millones).

**Cuadro 16. Supuestos utilizados en los cálculos**

|                                         | Observado 2010 | Proyectado 2015 |
|-----------------------------------------|----------------|-----------------|
| Producción BPA                          | 286.800.487    | 456.250.000     |
| Precio WTI (US\$)                       | US\$79,5       | US\$86,0        |
| TRM (Pesos)                             | \$1.897,9      | \$1.802,0       |
| Producción (Miles de millones de pesos) | \$43.260       | \$70.706        |

Fuente: Elaboración propia con base en ANH (2010), MHCP (2010) y IEP-ACP (2010).

**Cuadro 17. Recursos derivados de la actividad petrolera para el gobierno central**

| <i>(Miles de millones de pesos)</i> |                  |                      |                |
|-------------------------------------|------------------|----------------------|----------------|
| Recaudos                            | Observado 2010   | Proyectado 2015      | Diferencia     |
| <b>Derechos ANH</b>                 | <b>\$491</b>     | <b>\$803</b>         | <b>\$312</b>   |
| Contratos E&P                       | \$3              | \$6                  | \$2            |
| Contrato TEA                        | \$488            | \$797                | \$309          |
| <b>Retefuente</b>                   | <b>\$3.129</b>   | <b>\$5.114</b>       | <b>\$1.985</b> |
| <b>IVA</b>                          | <b>\$1.196</b>   | <b>\$1.954</b>       | <b>\$759</b>   |
| Gasolina                            | \$564            | \$921                | \$358          |
| ACPM                                | \$632            | \$1.033              | \$401          |
| <b>Impuesto Global</b>              | <b>\$1.395</b>   | <b>\$2.281</b>       | <b>\$885</b>   |
| Gasolina                            | \$764            | \$1.249              | \$485          |
| ACPM                                | \$631            | \$1.031              | \$400          |
| <b>Sobretasa</b>                    | <b>\$227</b>     | <b>\$370</b>         | <b>\$144</b>   |
| ACPM                                | \$227            | \$370                | \$144          |
| <b>Pagado por Ecopetrol</b>         | <b>\$4.370</b>   | <b>\$7.143</b>       | <b>\$2.773</b> |
| Dividendos Ecopetrol                | \$3.683          | \$6.020              | \$2.337        |
| Impuesto de renta                   | \$ 687           | \$1.123              | \$436          |
| <b>Total</b>                        | <b>\$ 10.807</b> | <b>\$17.664</b>      | <b>\$6.857</b> |
|                                     |                  | Variación porcentual | 63%            |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009).

**Cuadro 18. Recursos derivados de la actividad petrolera para los gobiernos locales**  
(Miles de millones de pesos)

| <b>Recaudos</b>  | <b>Observado 2010</b> | <b>Proyectado 2015</b> | <b>Diferencia</b> |
|------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|
| <b>Regalías</b>  | <b>\$5.180</b>        | <b>\$8.466</b>         | <b>\$3.286</b>    |
| Departamentos    | \$2.460               | \$4.021                | \$1.561           |
| Puertos          | \$414                 | \$677                  | \$263             |
| Municipios       | \$647                 | \$1.058                | \$411             |
| FNR              | \$1.658               | \$2.709                | \$1.052           |
| <b>Sobretasa</b> | <b>\$1.506</b>        | <b>\$2.461</b>         | <b>\$955</b>      |
| Gasolina         | \$1.279               | \$2.091                | \$812             |
| Municipios       | \$944                 | \$1.543                | \$599             |
| Departamentos    | \$335                 | \$547                  | \$213             |
| ACPM             | \$227                 | \$370                  | \$144             |
| <b>TOTAL</b>     | <b>\$6.686</b>        | <b>\$10.927</b>        | <b>\$4.242</b>    |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH (2010); Ministerio de Hacienda (DAF) (2010); Fedesarrollo (2009).

## REFERENCIAS

- ACP (Asociación Colombiana de Petróleo). 2010. Informe de Estadísticas Petroleras (IEP-ACP). Disponible en: <http://www.acp.com.co/>
- ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). 2008a. Modelo de Contrato de Evaluación Técnica (TEA). Disponible en: <http://www.anh.gov.co/media/asignacionAreas/areasLibres/cont%20evaluacion%20tecnica%202col.pdf>
- , 2008b. Modelo de Contrato de Exploración y Producción (E&P). Disponible en: <http://www.anh.gov.co/media/contratacion/EP.pdf>
- , 2010. ANH en datos. Cifras y Estadísticas. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>
- Banrep, MHCP, DNP (Banco de la República, Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Departamento Nacional de Planeación). 2010. Regla Fiscal Para Colombia. Disponible en: [http://www.banrep.gov.co/documentos/publicaciones/otros/regla\\_fiscal\\_2010.pdf](http://www.banrep.gov.co/documentos/publicaciones/otros/regla_fiscal_2010.pdf)
- DNP (Departamento Nacional de Planeación). 2007. Actualización de la cartilla: “Las Regalías en Colombia”. Dirección de Regalías. Bogotá D.C.
- Ecopetrol. 2010. Gestión Empresarial y Finanzas 2010. Disponible en: [http://portal.ecopetrol.com.co/especiales/Informe%20de%20Gesti%C3%B3n%20y%20Finanzas%202011/pdf/informe\\_gestion.pdf](http://portal.ecopetrol.com.co/especiales/Informe%20de%20Gesti%C3%B3n%20y%20Finanzas%202011/pdf/informe_gestion.pdf)
- Fedesarrollo. 2009. El precio de la gasolina y el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). *Tendencia Económica No. 81*, enero.
- García, O; M. Maiguashca; L. Mejía; D. Yanovich; S. Cortés; G. Galindo y E. Schutt. 2010. Ley de Frontera y su efecto en el comercio de los combustibles líquidos. *Cuaderno de Fedesarrollo No. 32*, Bogotá D.C.
- MHCP (Ministerio de Hacienda y Crédito Público). 2011. Marco Fiscal de Mediano Plazo.
- , 2010a. Marco Fiscal de Mediano Plazo.
- , 2010b. Estrategia económica y fiscal (2004-2010). Disponible en: [http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/irc/es/infofiscal/EEF201014\\_0.pdf](http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/irc/es/infofiscal/EEF201014_0.pdf)
- , 2010. Estadísticas Dirección Apoyo Financiero (2010).

MHCP, MME y DNP (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación). 2011. Reforma al régimen de regalías: equidad, ahorro, competitividad y buen gobierno.

MME (Ministerio de Minas y Energía). 2010. Resolución 124386. Disponible en: [http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario\\_externo\\_normatividad/form\\_consultar\\_normas\\_hidrocarburos.jsp?parametro=2304&site=17](http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas_hidrocarburos.jsp?parametro=2304&site=17)

## ANEXO

A continuación se hace un recuento de los cálculos expuestos en la sección 3 sobre elasticidades. El punto de partida para dichos cálculos son las estadísticas presentadas en los cuadros A 1.1 y A 1.2.

**Cuadro A 1.1 Estadísticas de producción de crudo utilizadas en el cálculo de las elasticidades**

| Variable                                      | Unidad de medida           | Observado    |                    |
|-----------------------------------------------|----------------------------|--------------|--------------------|
|                                               |                            | 2010         | Promedio 2004-2010 |
| Precio WTI Spot FOB (1)                       | US\$ por barril            | US\$79,48    | US\$68,14          |
| TRM (2)                                       | Pesos                      | \$1.897,89   | \$2.200,54         |
| <b>Producción crudo</b>                       |                            |              |                    |
| Producción de crudo (3)                       | BPDC                       | 785.754,76   | 593.068,91         |
| Promedio anual carga de crudo a refinería (4) |                            | 294.793,33   | 306.324,22         |
| Exportaciones de petróleo y derivados (5)     | Millones de US\$ FOB       | 16.485,0€    | 8.914,02           |
| <b>Impuestos por actividad petrolera</b>      |                            |              |                    |
| <i>Derechos económicos pagados a la ANH</i>   |                            |              |                    |
| Por contratos de evaluación técnica (6)       | Miles de US\$              | \$1.793,01   | \$1.534,23         |
| Por contratos E&P (7)                         |                            | \$256.957,02 | \$73.114,74        |
| <i>Regalías</i>                               |                            |              |                    |
| Causadas (8)                                  | Miles de millones de pesos | \$5.378,94   | \$3.920,39         |
| Giradas (9)                                   |                            | \$5.179,82   | \$3.522,41         |
| <i>Pagados por Ecopetrol</i>                  |                            |              |                    |
| Impuesto de renta (10)                        | Miles de millones de pesos | \$687,00     | \$1.744,50         |
| Dividendos (11)                               |                            | \$3.683,00   | \$3.380,02         |

**Fuentes:**

(1) WTI y Brent: EIA - Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products. Tomado del IEP-ACP (2010).

(2) y (5) Banco de República, Estudios Económicos.

(3) Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Estadísticas Producción. Tomado del IEP-ACP (2010).

(4) UPME. Tomado del IEP-ACP (2010).

(6) y (7) ANH (2011).

(8) y (9) ANH, Indicadores de gestión y estadísticas de la industria. Tomado del IEP-ACP (2010).

(10) y (11) MHCP (2011).

**Cuadro A 1.2 Estadísticas de producción de derivados de petróleo  
utilizadas en el cálculo de las elasticidades**

| Variable                                                                   | Unidad de medida | Observado    |                       |
|----------------------------------------------------------------------------|------------------|--------------|-----------------------|
|                                                                            |                  | 2010         | Promedio<br>2004-2010 |
| Precio derivados (1)                                                       |                  |              |                       |
| Gasolina                                                                   |                  |              |                       |
| Precio Bogotá (Diciembre)                                                  | Pesos por galón  | \$7.999,19   | \$6.596,35            |
| Precio Cúcuta (Promedio anual)                                             |                  | \$4.148,34   | \$4.383,08            |
| ACPM                                                                       |                  |              |                       |
| Precio Bogotá (Diciembre)                                                  | Pesos por galón  | \$6.928,00   | \$5.349,29            |
| Precio Cúcuta (Promedio anual)                                             |                  | \$4.148,34   | \$3.203,57            |
| Ventas de combustible que reportaron sobretasa (2)                         |                  |              |                       |
| Gasolina                                                                   |                  |              |                       |
| Zona frontera                                                              | Miles de galones | 86.968,75    | 115.542,35            |
| Zona no Frontera                                                           |                  | 1.002.263,03 | 1.099.078,77          |
| ACPM                                                                       |                  |              |                       |
| Zona frontera                                                              | Miles de galones | 424.170,17   | 328.258,68            |
| Zona no frontera                                                           |                  | 1.342.531,96 | 1.250.828,47          |
| Valores de referencia para el cálculo de los impuestos a los derivados (3) |                  |              |                       |
| Gasolina                                                                   |                  |              |                       |
| IVA                                                                        | Pesos por galón  | \$562,44     | \$472,53              |
| Global                                                                     |                  | \$762,64     | \$639,82              |
| Sobretasa                                                                  |                  | \$1.269,69   | \$1.111,63            |
| ACPM                                                                       |                  |              |                       |
| IVA                                                                        | Pesos por galón  | \$470,65     | \$462,26              |
| Global                                                                     |                  | \$470,08     | \$441,78              |
| Sobretasa                                                                  |                  | \$301,48     | \$262,38              |

Fuentes: (1) y (3) UPME; (2) DAF-Ministerio de Hacienda. (2010).

Para comenzar, se hicieron los siguientes cálculos:

- (i) En el caso de las regalías, se estimó la proporción recaudada por los departamentos, puertos, municipios y por el Fondo Nacional de Regalías de acuerdo con los porcentajes correspondientes a cada uno de los beneficiarios.
- (ii) Para los impuestos derivados de la gasolina y el ACPM se calcularon los recaudos totales, es decir, se multiplicaron los valores de referencia para el cálculo de los impuestos a los derivados del petróleo por las ventas de combustibles que reportaron sobretasa<sup>13</sup>.
- (iii) En el caso específico de la sobretasa, se calculó de manera independiente, mientras que para la gasolina fue necesario computar la participación de los municipios, departamentos y municipios de zona de frontera en el recaudo de dicho impuesto; para el caso del ACPM, se calculó la proporción destinada a la red vial y departamental, de acuerdo con los porcentajes presentados en el capítulo 2.

<sup>13</sup> El número de galones de gasolina y ACPM en Colombia se calcula a través del número de galones de combustibles que reportaron sobretasa; es por ello que dicha cifra se toma como variable sustituta de las ventas de gasolina.

Posteriormente, con cada uno de los datos presentados en los cuadros A1.1 y en el Cuadro A 1.2 (expresados en miles de millones de pesos) se calculó el peso relativo de los recaudos del gobierno central y los gobiernos locales con respecto a la producción total de crudo (cuadros A 1.3 y A 1.4).

**Cuadro A 1.3 Recaudo gobierno central como porcentaje del valor de producción de crudo**

| Recaudos                    | Porcentaje de la producción estimado |                    |
|-----------------------------|--------------------------------------|--------------------|
|                             | 2010                                 | Promedio 2004-2010 |
| <b>Derechos ANH</b>         |                                      |                    |
| Contratos E&P               | 0,01                                 | 0,01               |
| Contrato ET                 | 1,13                                 | 0,44               |
| <b>Retefuente</b>           | <b>7,23</b>                          | <b>5,79</b>        |
| <b>IVA</b>                  |                                      |                    |
| Gasolina                    | 1,30                                 | 1,59               |
| ACPM                        | 1,46                                 | 1,79               |
| <b>Impuesto Global</b>      |                                      |                    |
| Gasolina                    | 1,77                                 | 2,16               |
| ACPM                        | 1,46                                 | 1,71               |
| <b>Sobretasa</b>            |                                      |                    |
| ACPM                        | 0,52                                 | 0,58               |
| <b>Pagado por Ecopetrol</b> |                                      |                    |
| Dividendos Ecopetrol        | 8,51                                 | 10,41              |
| Impuesto de renta           | 1,59                                 | 5,37               |

**Cuadro A 1.4 Recaudo gobiernos locales como porcentaje del valor de producción de crudo**

| Recaudos         | Porcentaje de la producción estimado |                    |
|------------------|--------------------------------------|--------------------|
|                  | 2010                                 | Promedio 2004-2010 |
| <b>Regalías</b>  |                                      |                    |
| Departamentos    | 5,7                                  | 5,2                |
| Puertos          | 1,0                                  | 0,9                |
| Municipios       | 1,5                                  | 1,4                |
| FNR              | 3,8                                  | 3,5                |
| <b>Sobretasa</b> |                                      |                    |
| Gasolina         |                                      |                    |
| Municipios       | 2,2                                  | 2,8                |
| Departamentos    | 0,8                                  | 1,0                |
| ACPM             | 0,5                                  | 0,6                |

Fuente: Elaboración propia con base en cifras de ANH; UPME; Ministerio de Hacienda (DAF); MHCP (2011); Fedesarrollo.

Por último, *ceteris paribus* las proporciones presentadas en los cuadros A 1.3 y A 1.4, se supone un cambio de US\$1 en el precio del petróleo y se vuelven a estimar los valores en miles de millones de pesos con la producción valorada a ese nuevo precio. Este cálculo se hizo para 2010, para el promedio entre 2004 y 2010 y para la proyección a 2015. Para esta última es necesario --además de mantener las proporciones con respecto a la producción-- determinar unos nuevos supuestos que correspondan al cambio de los valores de la TRM, la producción de barriles de petróleo, el precio WTI y la producción misma.