

**FLUCTUACION ACTUAL DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DE LOS
HIDROCARBUROS Y SU IMPACTO EN LA ECONOMÍA DE COLOMBIA**

HELMAN TOVAR ANAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS – VI PROMOCION
BUCARAMANGA
2009**

**FLUCTUACION ACTUAL DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DE LOS
HIDROCARBUROS Y SU IMPACTO EN LA ECONOMÍA DE COLOMBIA**

HELMAN TOVAR ANAYA

**Monografía para optar al Título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director:
Ing. Carlos Monsalve**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS – VI PROMOCION
BUCARAMANGA
2009**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. ANÁLISIS DEL MERCADO DEL PETRÓLEO	2
1.1 A QUÉ RESPONDEN LOS MOVIMIENTOS EN LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO.	2
1.2 FUNDAMENTOS DE OFERTA Y DEMANDA	3
1.2.1 Oferta del Petróleo	4
1.2.2 Demanda del Petróleo	5
1.3 ESCENARIO DE PRECIOS Y FUTUROS	12
1.4 REACTIVACIÓN DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA	13
1.5 PROYECCIONES	16
1.5.1 Política de Dividendos	16
1.5.2 Proyecciones Operacionales	16
1.5.3 Inversiones	17
2. LA POLITICA PETROLERA Y EL FONDO DE ESTABILIZACION DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	20
2.1 FONDO DE AHORRO Y ESTABILIZACIÓN PETROLERA	22
2.2 POLÍTICA NACIONAL Y DE DESMONTE DE SUBSIDIOS	23
2.3 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	25
2.4 IMPUESTOS SOBRE EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES	27
3. REPERCUSIONES DEL PRECIO DEL CRUDO SOBRE LA ECONOMIA COLOMBIANA	29
3.1 INCIDENCIA POSITIVA DEL ALZA DEL PETRÓLEO	31
3.2 INFLACIÓN, LA OTRA CARA DE LA MONEDA	32

3.3 GASOLINA AL ALZA	32
3.4 RENTA PETROLERA Y FINANZAS PÚBLICAS	33
3.5 REPERCUSIÓN EN LAS EXPORTACIONES	35
3.6 CIFRAS FAVORABLES EN EL INTERCAMBIO COMERCIAL	37
3.7 EFECTO SOBRE EL BOLSILLO DE LOS CONSUMIDORES	37
4. EFECTOS SECTORIALES PRODUCTO DE LAS VARIACIONES DEL PRECIO DEL CRUDO EN COLOMBIA	38
4.1 INCIDENCIAS SOBRE LAS FINANZAS DE ECOPETROL	38
4.2 INCIDENCIA SOBRE LAS FINANZAS DEL GOBIERNO NACIONAL	39
4.3 INCIDENCIA SOBRE LAS ENTIDADES TERRITORIALES	41
4.4 INCIDENCIA SOBRE LA SEGURIDAD SOCIAL	43
4.5 INCIDENCIA SOBRE EL FAEP	43
5. COLOMBIA ANTE LA CRISIS FINANCIERA INTERNACIONAL	44
5.1 EFECTOS COLATERALES	44
5.2 EL CONTEXTO INTERNACIONAL	46
5.3 EL FUTURO DEL PETRÓLEO PARA EL 2009	47
5.4 EL PRECIO DEL PETRÓLEO SEGUIRÁ SIENDO BAJO HASTA QUE EMPIECE A AUMENTAR DE NUEVO	49
5.5 CUANDO SUBAN LOS PRECIOS DE NUEVO, LO HARÁN BRUSCAMENTE	50
5.6 LOS BAJOS PRECIOS DEL PETRÓLEO, COMO LOS ALTOS, TENDRÁN IMPORTANTES IMPLICACIONES POLÍTICAS EN TODO EL MUNDO	51
CONCLUSIONES	54
BIBLIOGRAFIA	56
WEBGRAFÍA	57

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Principales productores y consumidores de petróleo 2006 (kbpd)	3
Cuadro 2. "Finding Costs" por Región (USD 2006/bpe)	8
Cuadro 3. Balance Oferta – Demanda	12
Cuadro 4. Escenario de precios del petróleo y futuros 2008-2015 (USD/barril)	13
Cuadro 5. Producción de Crudo y Gas – Total País	16
Cuadro 6. Proyecciones	17
Cuadro 7. Costos de Ventas Total, Costos Fijos y Costos Variables	17
Cuadro 8. Ingresos Básicos del FAEP (Ley 209 de 1995)	23
Cuadro 9. Impuestos a los combustibles (Gasolina y ACPM) en Miles de Millones de Pesos	de 27
Cuadro 10. Subsidio Neto al Consumo de Combustibles (% del PIB)	28
Cuadro 11. Evolución de las Regalías por extracción de Petróleo 1990-2008 (Miles de Millones de Pesos)	42
Cuadro 12. Operaciones del FAEP (Millones de USD)	43
Cuadro 13. Reservas Mundiales de Petróleo 1995-2006	47

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Petróleo Vs Euro 1983-2008	2
Gráfica 2. Reposición de Reservas a nivel global en compañías FRS – 1990-2006 (billones de barriles equivalentes)	5
Gráfica 3. Índice de Precio al Productor – Maquinaria de Petróleo y Gas USD	6
Gráfica 4. Costos de Producción Directos para compañías FRS (USD/bpe)	7
Gráfica 5. Curva de futuros WTI (USD/barril)	9
Gráfica 6. Índice de Commodities CRB	10
Gráfica 7. Inventarios Comerciales OECD (en días)	10
Gráfica 8. China – Consumo de “commodities”	11
Gráfica 9. Sísmica Total País (Km Equiv)* y Pozos A-3 Total País	14
Gráfica 10. Inversión Extranjera Directa (USD millones) Vs Participación Sector Petrolero en IED (%)	15
Gráfica 11. Inversiones (USD millones)	19
Gráfica 12. Evolución de los subsidios a la gasolina y el diesel	25
Gráfica 13. Precio Internacional del Petróleo (Promedio Mensual USD/barril)	29
Gráfica 14. Canales de Transmisión de las Rentas Petroleras	34
Gráfica 15. Ingresos y Gastos de ECOPETROL (% del PIB)	38
Gráfica 16. Rentas Petroleras GNC (% del PIB)	39
Gráfica 17. Fuentes de Expansión de Ingresos GNC (% del PIB y Participaciones)	41

RESUMEN

TITULO: FLUCTUACION ACTUAL DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DE LOS HIDROCARBUROS Y SU IMPACTO EN LA ECONOMÍA DE COLOMBIA*

AUTOR: ING. HELMAN TOVAR ANAYA**

PALABRAS CLAVES: Petróleo, Precios de los Combustibles, Subsidios, Precio del Crudo, GNC, FAEP, OCDE, OPEP, AIE, ECOPETROL, Economía Mundial, Exportaciones, PIB, 2008 – 2009, Proyecciones, Inversiones, Reservas, Oferta, Demanda.

DESCRIPCION:

En este documento se puede apreciar la incidencia directa de las variaciones del precio del crudo sobre los ingresos netos del sector público. De manera complementaria, se comparan los impuestos al consumo de los combustibles con el valor del subsidio, con el fin de establecer el efecto neto sobre las finanzas públicas. Los datos igualmente revelan que durante los últimos años, el monto de los subsidios fue inferior al de los impuestos, lo que se traduce en un beneficio neto positivo para el fisco.

A lo largo de la historia petrolífera, se han realizado muchos cálculos sobre la disponibilidad futura de este recurso no renovable. El «R/P ratio», ratio de reservas sobre la producción, y el «R/C ratio», ratio de reservas sobre consumo, son los más utilizados como estimación sobre la disponibilidad futura de petróleo. Sin embargo, estas dos medidas están sujetas a supuestos de invariabilidad en los ritmos de producción y consumo y, además, son poco flexibles respecto a cálculos de nuevas reservas.

El impacto de los altos y sostenidos precios del petróleo en los mercados internacionales está teniendo un impacto significativo sobre la economía colombiana y desconocerlo puede ser costoso, en la medida en que tiene impactos relevantes sobre el crecimiento de algunos sectores transables, sobre la tasa de cambio al aumentar la inversión extranjera directa y sobre la inflación y la política monetaria al afectar algunos precios y costos.

* Monografía

** Escuela de Posgrados. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos VI Promoción. Director: Ing. Carlos Julio Monsalve Moreno

SUMMARY

TITLE: CURRENT FLUCTUACION PRICES HYDROCARBONS INTERNATIONAL AND ITS IMPACT ON THE COLOMBIAN ECONOMY *

AUTHOR: ING. HELMAN TOVAR ANAYA**

KEY WORDS: Oil, fuel prices, subsidies, crude oil prices, CNG, FAEP, OECD, OPEC, IEA, ECOPETROL, World Economy, Exports, GDP, 2008 - 2009, projections, investments, reserves, supply, demand.

DESCRIPTION:

This document can be seen the direct impact of changes in oil prices on the net income of the public sector. So, it compares the consumption tax from fuel to the value of the grant to establish the net effect on public finances. The data also reveal that in recent years, the amount of subsidies was lower than that in taxes, resulting in a net positive benefit to the tax.

Throughout the history of oil, there have been many calculations on the future availability of this resource is not renewable. The "R / P ratio, ratio of reserves on the production and the" R / C ratio, ratio of consumer stocks, are used as an estimate about the future availability of oil. However, these two measures are subject to assumptions unchanged in the rhythms of production and consumption and, moreover, are inflexible with respect to estimates of new reserves.

The impact of sustained high oil prices in international markets is having a significant impact on the Colombian economy and unknown can be costly, as it has significant impacts on the growth of some sectors tradable on the exchange rate to increase foreign direct investment and the inflation and monetary policy to affect some prices and costs

* Monograph

** School of Posgrados. Specialization in Management of Hydrocarbons VI Promotion. Director: Ing. Carlos Julio Monsalve Moreno

INTRODUCCION

El petróleo es el bien de exportación más importante del mundo y uno de los motores que ha impulsado el desarrollo económico de sectores mundiales por décadas. Su utilización ha permitido en gran medida el proceso de crecimiento, expansión, desarrollo industrial y tecnológico a nivel mundial, por lo que resulta trascendente hacer un análisis de las causas y repercusiones de la fluctuación de sus precios de cara al panorama económico mundial.

Con este trabajo se busca dar una información clara sobre las repercusiones e impactos que la economía colombiana y mundial ha sufrido a raíz de las variaciones del precio del barril de petróleo en los mercados internacionales durante los últimos años. Se puede evidenciar las variaciones en materia de exportaciones y la volatilidad de los precios internos de los combustibles.

Desde una perspectiva de mediano plazo, la crisis financiera internacional y la consecuente reducción en las cotizaciones externas del crudo darán lugar a una disminución de los ingresos fiscales, similar al monto de recursos obtenido durante la bonanza. Esta situación demandará un esfuerzo significativo en materia de ingresos y gastos para evitar el deterioro fiscal.

Con el aumento del precio internacional del crudo que se evidenció a comienzos de la presente década, los países productores se han visto enfrentados a los problemas del pasado. Las presiones cambiarias y el aumento progresivo en el flujo de rentas fiscales han caracterizado el desempeño de varias economías productoras y exportadoras de crudo, especialmente en los últimos cuatro años.

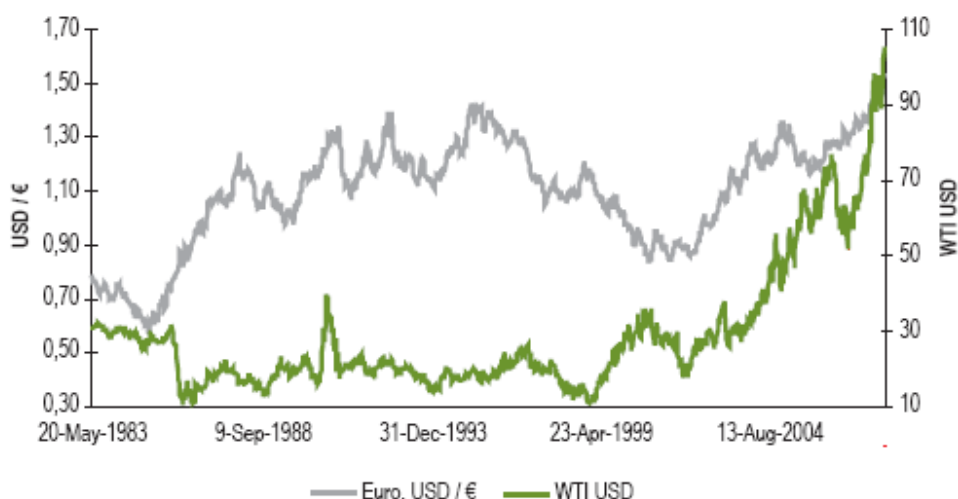
1. ANÁLISIS DEL MERCADO DEL PETRÓLEO

1.1 A QUÉ RESPONDEN LOS MOVIMIENTOS EN LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO.

A diferencia de los precios de otros commodities como el oro, cuya evolución se asocia más a factores relevantes para una moneda (excesos de liquidez, "bull markets", crecimiento global, inflación y el deterioro del dólar), los movimientos del precio del petróleo responden en gran medida a factores fundamentales de oferta y demanda. Así pues, si bien se observa una correlación entre la escalada del petróleo y el debilitamiento del dólar en años recientes, esta correlación es poco clara en términos históricos.

Asimismo, el principal consumidor de petróleo es Estados Unidos (25% del consumo mundial), dónde la pérdida de valor del dólar frente a otras monedas no incrementa el poder de compra de los demandantes, además, en lugares como Europa y algunos países asiáticos, los altos impuestos al consumo de productos relacionados al petróleo diluyen en gran medida el efecto de un mayor poder de compra producto del fortalecimiento de sus monedas.

Gráfica 1. Petróleo Vs Euro 1983-2008



Fuente: Bloomberg, LV-CA

En términos del balance oferta-demanda, consideramos que los factores de oferta tienen una mayor preponderancia en la determinación del precio del petróleo en comparación con otros "commodities" que también responden a dichos fundamentos, como es el caso del cobre, donde los factores de demanda tendrían un mayor impacto. Es decir, en el caso del petróleo, si bien es sumamente relevante la demanda de Estados Unidos, Europa y Japón, y cada vez más los crecientes requerimientos energéticos de China y otros países de Asia emergente, en el precio creemos que tienen mayor influencia factores relacionados a la oferta.

Entre dichos factores de oferta tenemos: i) la existencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo - OPEC (que concentra más del 75% de las reservas mundiales de petróleo y es la fuente de más del 40% del crudo producido cada año), ii) el fuerte incremento de los costos de explotación, iii) mayores requerimientos de Capex, iv) inestabilidad política en países relevantes en términos de suministro, v) menores ratios de reposición de reservas, vi) movimientos en los inventarios, entre otros.

Cuadro 1. Principales productores y consumidores de petróleo 2006 (kbpd)

País	Producción	%	País	Consumo	%
Arabia Saudita (OPEC)	10.665	12,6%	Estados Unidos	20.687	24,4%
Rusia	9.677	11,4%	China	7.273	8,6%
Estados Unidos	8.331	9,8%	Japón	5.159	6,1%
Iran (OPEC)	4.148	4,9%	Rusia	2.920	3,4%
China	3.845	4,5%	Alemania	2.665	3,1%
México	3.707	4,4%	India	2.587	3,1%
Canadá	3.288	3,9%	Canadá	2.252	2,7%
Emiratos Arabes (OPEC)	2.945	3,5%	Brasil	2.231	2,6%
Venezuela (OPEC)	2.803	3,3%	Corea del Sur	2.174	2,6%
Noruega	2.786	3,3%	Arabia Saudita	2.139	2,5%
Kuwait (OPEC)	2.675	3,2%	México	1.997	2,4%
Nigeria (OPEC)	2.443	2,9%	Francia	1.961	2,3%
Brasil	2.166	2,6%	Reino Unido	1.830	2,2%
Algeria (OPEC)	2.122	2,5%	Italia	1.732	2,0%
Iraq (OPEC)	2.008	2,4%	Irán	1.662	2,0%
Otros	20.991	24,8%	Otros	25.491	30,1%
Total	84.600	100,0%	Total	84.760	100,0%

Fuente: EIA

1.2 FUNDAMENTOS DE OFERTA Y DEMANDA

Como ya mencionamos, parte de los problemas de la oferta vienen por el lado de menores retornos sobre cada vez mayores montos de inversión, menores ratios de reposición de reservas y mayores costos, tanto de búsqueda y desarrollo como de producción.

1.2.1 Oferta del Petróleo. Los factores de oferta cuya interacción es determinante para el funcionamiento del mercado del petróleo son: el ciclo inversión/producción y el control por parte de la OPEP del excedente o capacidad ociosa, entendida como la cantidad de reservas que pueden movilizarse como producción a corto plazo y mantenerse como tal durante un período de, al menos, tres meses.

La oferta, vía nueva producción, está dada en función de las inversiones que se realizaron cinco o seis años antes. Es decir, la oferta no puede adaptarse en un período corto a una sorpresa por el lado de la demanda, porque la respuesta del ciclo inversor exige cuatro-seis años para que los proyectos maduren y se extraiga más petróleo. Solamente en el caso de que haya una capacidad ociosa o margen para aumentar la producción a corto plazo podría darse respuesta a esta situación sin un aumento de los precios.

Una de las características de la industria del petróleo es que existe una relación fundamental entre altos costes fijos y bajos costes variables de producción. Los altos costes fijos exigen altos precios para hacer rentable el lanzamiento de nuevas inversiones y que éstas se utilicen a plena capacidad. Sin embargo, los costes variables bajos hacen que en períodos de exceso de capacidad instalada se produzcan importantes caídas de precios; por lo tanto, la dinámica propia del mercado es de alta volatilidad.

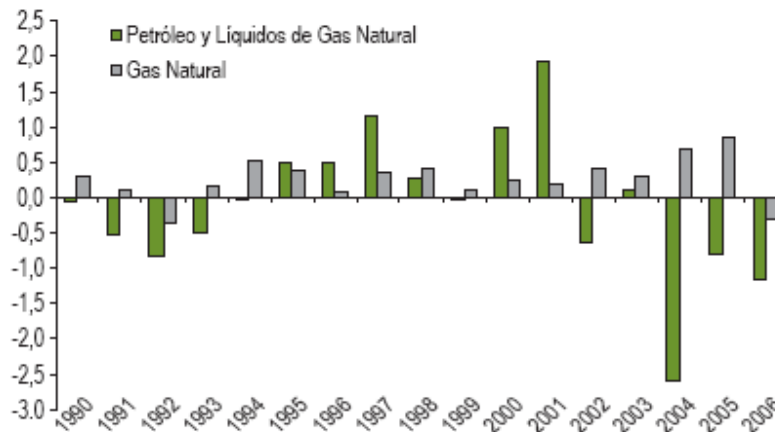
Hay que señalar que cuando no ha habido restricciones de oferta, la tendencia histórica ha sido a una disminución de precios en moneda constante de un 3%.

Cabe destacar que si bien las compañías del informe se encuentran basadas en Estados Unidos, la mayor parte de éstas tiene naturaleza multinacional, por lo que gran parte de su actividad se encuentra en lugares fuera de Estados Unidos.

Así pues, el panorama en lo que se refiere a la reposición de reservas de petróleo y gas (reservas probadas adicionales como porcentaje de las reservas consumidas en el proceso productivo) viene "deteriorándose" año a año. De este modo, para las compañías bajo FRS (compañías FRS en adelante), la reposición de reservas de petróleo alcanzó un 59% en 2006, mientras que en gas natural la cifra alcanzó un 88%. En 2005 el ratio de reposición de reservas alcanzó 72% en el caso del petróleo y 133% para el gas natural.

Por otra parte, considerando periodos de tiempo más amplios, entre los años 1994-2001 las compañías FRS reemplazaron el 100% de su producción de petróleo y gas natural y adicionaron 7.600 millones de barriles equivalentes a sus reservas, mientras que en el periodo 2002-2006 las petroleras bajo FRS no alcanzaron a reponer lo que explotaron y registraron un déficit de 3.100 millones de barriles equivalentes, concentrándose las pérdidas en petróleo y en los últimos tres años (2004-2006).

Gráfica 2. Reposición de Reservas a nivel global en compañías FRS – 1990-2006 (billones de barriles equivalentes)



Fuente: EIA

1.2.2 Demanda del Petróleo. En lo que a demanda se refiere, podemos hablar de varios factores explicativos del cambio de tendencia. Un primer factor es la fortaleza de la demanda como consecuencia de una recuperación del crecimiento económico global. Sin duda, gran parte de la extraordinaria fortaleza de la demanda se debe al elevado crecimiento que ha experimentado la actividad económica mundial en los últimos años.

Un segundo factor determinante del cambio de tendencia en la demanda que se consideraría estructural es la esperada aceleración tendencial del crecimiento económico global, de manera que la tasa media de los últimos veinte años, 3,7%, será superada claramente en esta década. Este hecho se explicará por la aportación al crecimiento económico de los países emergentes.

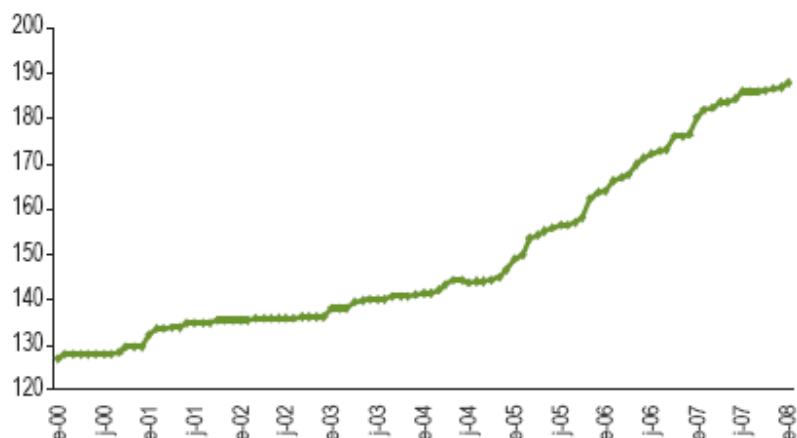
Un tercer factor explicativo del cambio de tendencia en la demanda de petróleo es el hecho de que en los países asiáticos emergentes, principalmente China, la elasticidad de demanda de petróleo a la renta per cápita o al crecimiento del PIB está siendo más alta de lo estimado y está situándose claramente por encima de las elasticidades utilizadas en las previsiones a largo plazo. Esta mayor elasticidad es, en gran parte, como ya hemos indicado, consecuencia del inicio de un fenómeno generalizado de motorización, pero también es consecuencia de un peso mayor del esperado de la inversión, tanto en manufacturas para exportación como en infraestructuras de transporte.

Por otro lado, con respecto a las utilidades 2006 de las compañías FRS en el "Upstream" (exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural), se apreció un ligero incremento de 2,8%. A pesar del incremento, el **retorno sobre la inversión**, medido como las utilidades sobre la inversión realizada, alcanzó un 20,4% en 2006, menor al 24,5% registrado en 2005.

Dicha reducción es una consecuencia de los mayores requerimientos de capital en la industria, los que no generan los mismos retornos que en años anteriores.

En línea con esto y a modo de ejemplo, cabe considerar la evolución del Índice de Precios al Productor (PPI) sobre maquinaria para campos de petróleo y gas en Estados Unidos, el que desde el año 2000 muestra incrementos sostenidos de manera casi ininterrumpida, ello en el marco de un petróleo volátil pero con una clara tendencia alcista, al menos desde inicios de 2002.

Gráfica 3. Índice de Precio al Productor – Maquinaria de Petróleo y Gas USD



Fuente: Bloomberg.

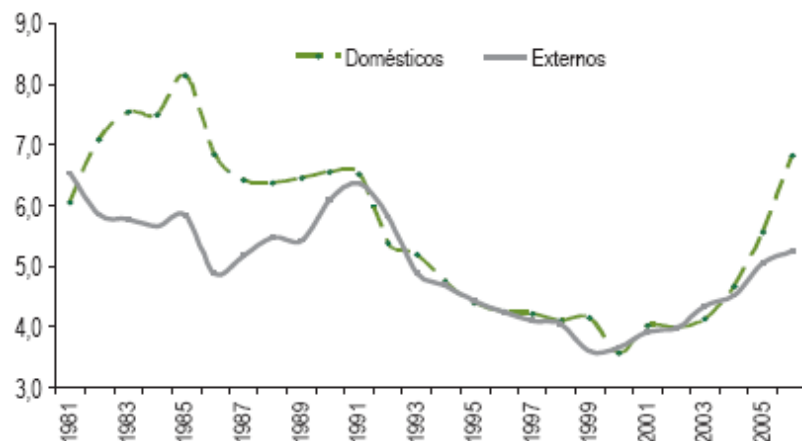
En referencia a los costos de producción, llamados generalmente "lifting costs", también se apreciaron avances entre el 2005 y el 2006. Los costos de producción se dividen en dos: i) impuestos sobre la producción y ii) costos directos de producción.

El incremento en los costos directos representó el 54% del aumento en los costos de producción entre los años 2005 y 2006 para las compañías FRS, ello a pesar de que los impuestos sobre la producción presentaron un mayor avance. De este modo, los costos relacionados a los impuestos registraron un incremento de 31%, cerrando en USD 2,36 por barril de petróleo equivalente, mientras que los costos

directos alcanzaron los USD 5,96 por barril (en dólares de 2006), un avance de 12,6% frente a lo observado en 2005.

Los costos totales de producción para compañías FRS se incrementaron en 17,3% en el año 2006 (frente al 2005), alcanzando los USD 8,32 por barril de petróleo equivalente (en dólares de 2006).

Gráfica 4. Costos de Producción Directos para compañías FRS (USD/bpe)



Fuente: EIA

Por otra parte, otros costos relevantes en la industria (en mayor grado que los "lifting costs") son los **costos de búsqueda o "finding costs"**. Los "finding costs" son los costos de incorporar reservas probadas mediante actividades de desarrollo y exploración o a través de la compra o licitación de propiedades que pudieran contener reservas. Para las compañías FRS los "finding costs" se incrementaron en USD 5,85 por barril de petróleo equivalente (en dólares 2006) en el periodo 2004-2006 frente al periodo 2003-2005 según la EIA.

Así pues, los "finding costs" promediaron en el periodo 2004-2006 USD 17,23 por barril de petróleo equivalente, 51% más que en el periodo 2003-2005. De acuerdo con diversas estimaciones, los costos de búsqueda actualmente superarían los USD 20 por barril y antes de fines de la década superarían los USD 25 por barril.

Cuadro 2. "Finding Costs" por Región (USD 2006/bpe)

	2003-2005	2004-2006	Var %
Estados Unidos	10,40	15,62	50,2%
Exterior			
Canadá	17,43	19,39	11,2%
Europa	10,26	22,79	122,1%
Anterior Unión Soviética	13,74	-	-
África	16,19	25,66	58,5%
Medio Oriente	4,95	5,26	6,3%
Otros Oriente	9,50	12,59	32,5%
Otros Occidente	26,56	42,59	60,4%
Total Mundo	11,38	17,23	51,4%

Fuente: EIA

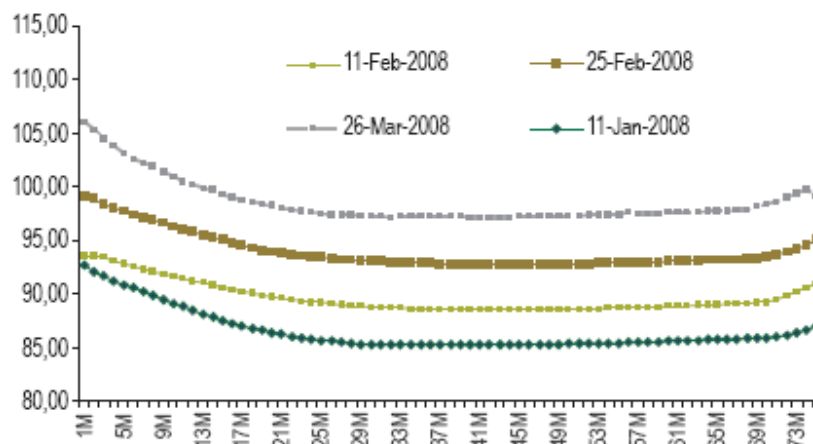
Los puntos anteriores (menor reposición de reservas, menores retornos sobre las inversiones y mayores costos) constituyen factores estructurales y parte de los fundamentos de oferta que explican en gran medida el sostenido incremento en el precio del petróleo.

Si bien los factores mencionados influyen sobre la cotización "spot" del crudo, su influencia es aún mayor en el precio de largo plazo, es decir en la parte larga de la curva de futuros del crudo. En esta línea, el precio del petróleo WTI a 75 meses pasó de USD 87 dólares/ barril en enero hasta USD 99/barril en días recientes.

Cabe subrayar que este precio de largo plazo es sumamente relevante para las inversiones en el sector y debe ser lo suficientemente alto para compensar los riesgos de inversión. Los precios bajos de la década pasada y de inicios de la presente década desincentivaron en gran medida las inversiones en el sector en diversos países (sobre todo en los de más alto riesgo), no obstante, conforme el precio del petróleo se fue acentuando en una marcada tendencia positiva, las inversiones comenzaron a incrementarse para configurar en la actualidad un "boom" en materia de exploración en diversos países, entre ellos Colombia.

Sin embargo, la inflación de costos y los cada vez mayores requerimientos de inversión merman los retornos y explican en gran medida el alza en los precios, ello de la mano con una demanda que se mantiene sólida.

Gráfica 5. Curva de futuros WTI (USD/barril)



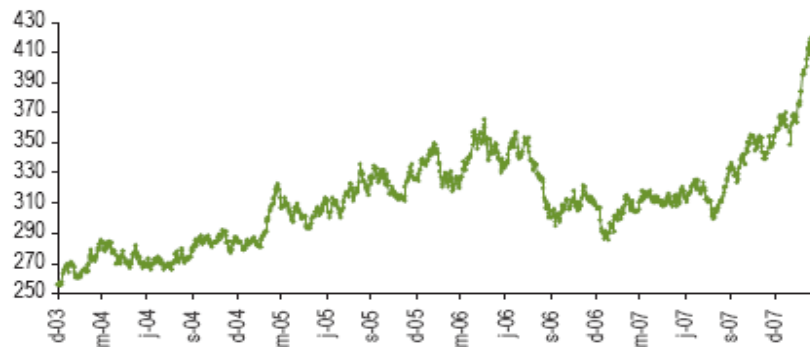
Fuente: Bloomberg

Además, es importante enmarcar la escalada del crudo en el actual contexto de inflación de "commodities". Así pues, no solo el petróleo viene incrementándose sostenidamente, sino también el oro, el cobre, y otros "commodities" no metálicos como el algodón, el maíz, el trigo y el azúcar.

La inflación de costos es materia común entre los "commodities" hoy en día y es parte importante del sostenido incremento de los precios de éstos. Prueba de ello es la evolución del índice CRB, que mide variaciones en diversos "commodities" (metales, "soft commodities", crudo, gas, entre otros).

El mencionado índice desde el 2004 a la fecha ha registrado un incremento superior al 60% y una tendencia positiva en medio de un alto grado de volatilidad. Y esta inflación de "commodities" no se observa solo en materiales que transan en mercados estandarizados, sino también en otros si un mercado establecido como el molibdeno o el mineral de hierro. Este último registró incrementos de 71%, 19%, 9,5% y 65% en los años 2005, 2006, 2007 y 2008, respectivamente.

Gráfica 6. Índice de Commodities CRB



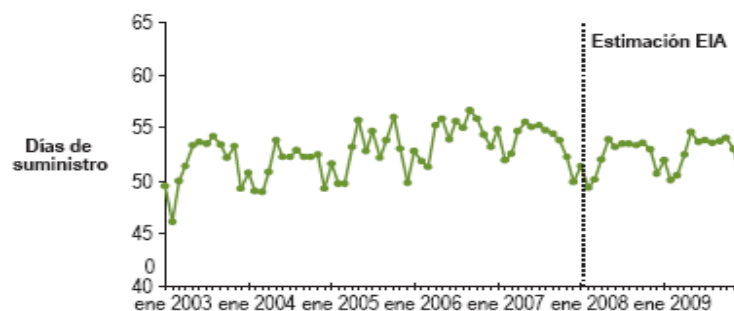
Fuente: Bloomberg

Otro factor relevante a nivel de oferta son los inventarios. Sobre esto, cabe destacar que los inventarios comerciales de crudo de las economías de la OECD se redujeron drásticamente durante toda la segunda mitad del año 2007 para terminar en niveles similares a los observados en diciembre de 2005.

La mencionada reducción habría respondido en alguna medida al cambio en la pendiente de la curva de futuros, la cual pasó de "contango1" a "backwardation2" desde mediados de 2007, originando incentivos financieros a las compañías para reducir sus inventarios. De acuerdo con la EIA, los inventarios seguirían bajos en los primeros meses de 2008 (aunque aún no hay información definitiva), situación que se revertiría hacia Abril cuando comenzarían los incrementos.

Es importante tener en cuenta que un cambio en la estructura de la curva, es decir, que se "aplane" o regrese a "contango", produciría una acumulación de inventarios en los productores, dados los incentivos financieros para vender en el futuro, lo que generaría presiones sobre la cotización del crudo en el corto plazo.

Gráfica 7. Inventarios Comerciales OECD (en días)



Fuente: EIA

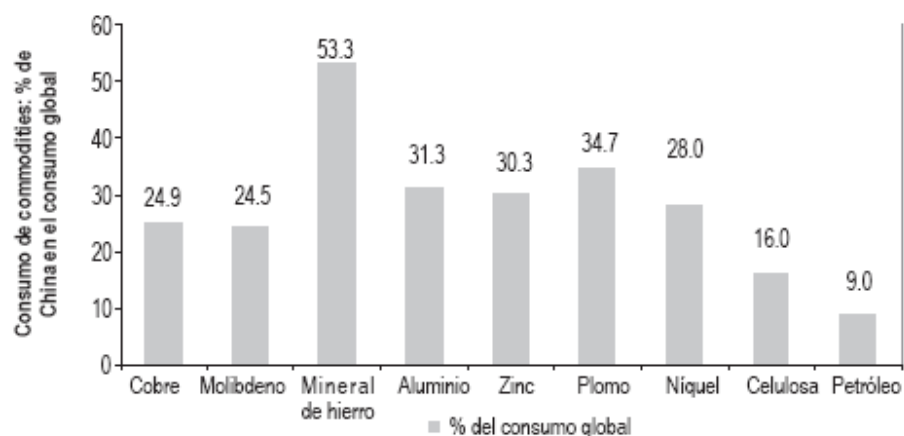
Por el lado de la demanda, estamos esperando un incremento de 1,4% en promedio para el periodo 2008-2009, lo que se enmarca en nuestro escenario de un "decoupling", con Asia desacelerándose apenas marginalmente aún en medio de una eventual recesión de la economía estadounidense en la primera mitad del 2008. Dicha recesión sería liderada por el consumo y la inversión residencial y parcialmente contrarrestada por el crecimiento de la inversión en maquinaria y las exportaciones.

En este contexto, esperamos que la demanda de petróleo de Estados Unidos (primer consumidor mundial de crudo) se mantenga "flat" en 2008 y que crezca, pero moderadamente en 2009.

Sobre el segundo consumidor mundial, China, esperamos que su demanda por petróleo siga creciendo pero a un ritmo ligeramente inferior al registrado en 2007.

Cabe destacar que China consume actualmente el 9% del petróleo mundial aproximadamente, situación muy diferente a la que se aprecia en otros "commodities" como el cobre o el molibdeno, de los que consume más del 24% de la producción mundial. No obstante, China ya es el segundo consumidor mundial de petróleo y se espera que su consumo siga incrementándose sostenidamente pues el crecimiento del país es intensivo en el uso de energía.

Gráfica 8. China – Consumo de "commodities"



Fuente: LV-CA

Cuadro 3. Balance Oferta – Demanda

	2003	2004	2005	2006	2007	2008E	2009E
Oferta (millones de barriles por día)							
OECD	23,3	22,8	21,9	21,6	21,4	21,2	21,4
Estados Unidos (50 Estados)	8,8	8,7	8,3	8,3	8,5	8,6	8,9
Otros OECD	14,5	14,1	13,6	13,3	12,9	12,6	12,5
Resto del mundo	56,4	60,3	62,8	63,0	63,2	66,1	67,1
OPEC	31,9	34,5	36,1	35,8	34,4	37,4	37,1
Ex Unión Soviética	10,4	11,4	11,8	12,2	12,6	12,9	13,6
China	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0
Otros Resto del mundo	10,5	10,9	11,1	11,2	11,3	11,9	12,4
Total Producción Mundial	79,6	83,1	84,7	84,6	84,6	87,2	88,5
Demanda (millones de barriles por día)							
OECD	48,6	49,4	49,7	49,3	49,1	49,3	49,4
Estados Unidos (50 Estados)	20,0	20,7	20,8	20,7	20,7	20,7	20,8
Estados Unidos - Territorios	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4
Canadá	2,2	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4
Europa	15,5	15,5	15,6	15,6	15,4	15,4	15,4
Japón	5,4	5,3	5,3	5,2	5,0	5,0	5,0
Otros OECD	5,2	5,2	5,3	5,2	5,4	5,4	5,5
Resto del mundo	31,0	33,0	34,0	35,4	36,6	37,8	38,8
Ex Unión Soviética	3,9	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6
Europa	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
China	5,6	6,4	6,7	7,3	7,7	8,1	8,5
Otros Asia	7,9	8,4	8,5	8,7	8,8	8,9	9,0
Otros Resto del mundo	12,9	13,4	13,9	14,5	15,0	15,5	15,9
Total Consumo Mundial	79,6	82,3	83,7	84,8	85,7	87,1	88,2
Balance	0,00	0,79	0,99	-0,16	-1,08	0,18	0,29

Fuente: EIA, LV-CA

1.3 ESCENARIO DE PRECIOS Y FUTUROS

Finalmente, creemos que existen riesgos considerables en el "Upside" sobre nuestras estimaciones, ello en la medida que las presiones por el lado de la oferta continúen incrementándose al mismo ritmo y que la demanda de las economías emergentes siga firme, contrarrestando el menor ritmo de crecimiento en la demanda de las economías desarrolladas.

El riesgo a la baja, al igual que en el resto de "commodities", lo vemos en una potencial recesión global liderada por China, lo que definitivamente derivaría en un precio del petróleo más bajo que los precios promedio observados en los últimos tres años.

Consideramos improbable este escenario en la presente década, y creemos que podría tener lugar en la década siguiente o en la subsiguiente cuando la economía china sufra un fuerte ajuste cíclico propio de las economías de mercado.

Cuadro 4. Escenario de precios del petróleo y futuros 2008-2015 (USD/barril)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Futuros	101,70	99,09	97,43	97,26	97,44	97,84	99,22	99,22
Escenario Base LV-CA	100,00	95,00	90,00	90,00	90,00	87,12	87,84	85,00

Fuente: LV-CA

1.4 REACTIVACIÓN DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE PETRÓLEO EN COLOMBIA

Desde el 2003 se observa un fuerte incremento en la actividad exploratoria en Colombia. Esto habría respondido en gran medida a la reforma que implementó el Gobierno colombiano en el sector hidrocarburos, esto con el fin de incrementar la competitividad del sector y atraer un mayor nivel de inversiones.

En el marco de esta reforma se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a la que se le otorgó la función de administrar los hidrocarburos en Colombia, función que antes le correspondía a Ecopetrol. En el 2004 la ANH planteó un nuevo sistema de contratación, mediante el cual el inversionista asume todos los riesgos a cambio de recibir todos los beneficios de la producción de la operación una vez cancelados los impuestos y las regalías correspondientes.

Junto con esto se replantearon los tiempos de ejecución de los contratos, permitiendo hasta 6 años para explorar y 24 para explotar, esto último con una prórroga potencial de 10 años. Además, se instauró el contrato de evaluación técnica, en virtud del cual se asignan porciones de terreno para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener información sobre indicios de hidrocarburos.

Dichos contratos tienen un plazo máximo de 18 meses y el beneficiario mantiene la primera opción de exploración y producción en dicho terreno. Estos cambios, orientados claramente a incentivar la inversión en el sector, se sumaron a la renovación del esquema de regalías de 2002, las que pasaron de un 20% fijo a un régimen variable que va desde 8% hasta 25% según el volumen diario de producción.

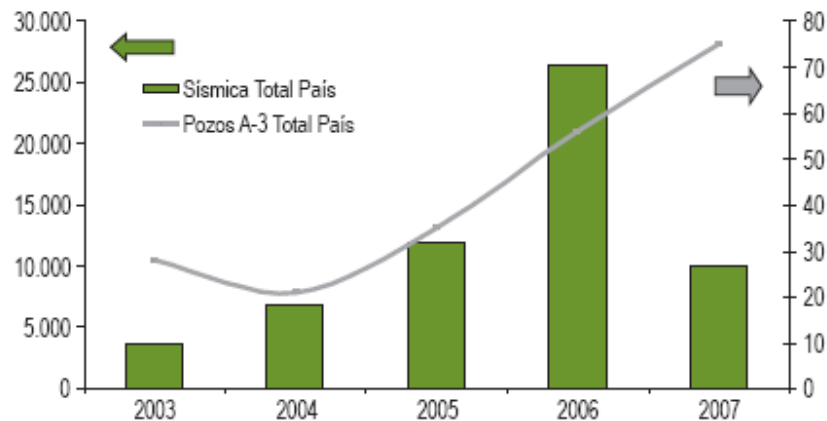
Así pues, los cambios en la regulación del sector y el entorno alcista en los precios del petróleo habrían inducido la sólida reactivación de la actividad exploratoria en Colombia. Dicho repunte en términos de exploración se evidencia en el incremento de pozos perforados, los que pasaron de 28 en 2003 a 75 en 2007.

De estos 75 pozos alcanzados en 2007, 42 fueron perforados por empresas no relacionadas con Ecopetrol. El año 2006 los pozos perforados por empresas no relacionadas con Ecopetrol fueron 22, mientras que en 2005 solo fueron 4.

Por otra parte, la inversión extranjera directa en el sector petróleo viene incrementándose sostenidamente (en términos porcentuales se observa una reducción entre 2002 y 2005 pero un sólido repunte en 2006), pasando de USD 449 millones en 2002 a USD 1.770 millones en 2006.

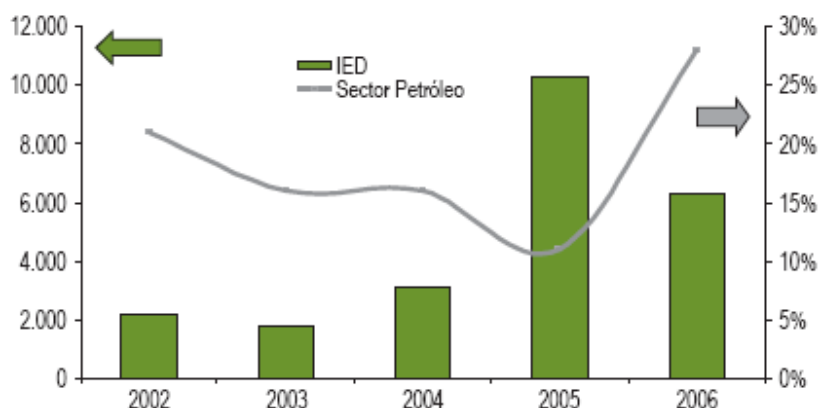
Asimismo, si bien para el 2007 aún no hay datos definitivos, cifras preliminares indican que la inversión extranjera directa habría totalizado cerca de USD 7.870 millones, y la inversión en el sector petróleo representaría un 42% del total, es decir, aproximadamente USD 3.280 millones.

Gráfica 9. Sísmica Total País (Km Equiv)* y Pozos A-3 Total País



Fuente: Ecopetrol/ *Los kilómetros de sísmica se refieren a la longitud de redes con explosivos que se disparan en superficie para obtener imágenes sísmicas del subsuelo, esto permite identificar anomalías donde puede estar atrapado el crudo.

Gráfica 10. Inversión Extranjera Directa (USD millones) Vs Participación Sector Petrolero en IED (%)



Fuente: Ecopetrol

Además de los factores mencionados, es importante considerar que las sustanciales mejoras alcanzadas en materia de seguridad también han influido en el incremento de la inversión en el sector y en el "boom" exploratorio que se vive actualmente en Colombia. En esta línea, cabe subrayar que, según la Ministerio de Defensa Nacional, se han incorporado casi 120.000 hombres a las fuerzas de seguridad colombianas entre el año 2002 y febrero de 2008. Asimismo, los homicidios comunes pasaron de 28.837 en 2002, a 17.198 en 2007. Por su parte, los secuestros se redujeron en un 83% en el mismo periodo de tiempo.

No obstante, a pesar del fuerte crecimiento que se viene dando en términos de inversión y actividad exploratoria, aún existiría un gran potencial por descubrir. En esta línea, de acuerdo con la ANH más del 80% del territorio colombiano permanece aún inexplorado.

Finalmente, en términos de producción, el 2007 fue el segundo año de crecimiento (531 mil barriles por día - kbpd) tras varios periodos de reducciones que constituyeron una clara tendencia negativa en años anteriores.

En ese sentido, cabe mencionar que la producción a inicios de la década (2000) se encontraba en niveles cercanos a los 690 kbpd. Mirando hacia el futuro, se espera que la producción de crudo colombiana continúe incrementándose de manera sostenida y a un ritmo mayor, esto en la medida que vayan concretándose los retornos de las fuertes inversiones que se han venido registrando a lo largo de toda la cadena productiva de crudo, y que, al menos en el corto plazo, no muestran indicios de desaceleración y menos de contracción.

Cuadro 5. Producción de Crudo y Gas – Total País

	2003	2004	2005	2006	2007
Crudo (kbpd)	541	528	526	529	531
Gas Natural (Mpcd)	582	620	649	699	729

Fuente: Ecopetrol

1.5 PROYECCIONES

1.5.1 Política de Dividendos. Si bien Ecopetrol no tiene una política de dividendos establecida, los últimos años repartió el 90% de las utilidades con el Estado Colombiano como único accionista. En el 2008, ya con más de 480.000 accionistas, Ecopetrol entregaría un 89,9% de sus utilidades obtenidas en 2007. El porcentaje de pago de dividendos seguirá decidiéndose cada año, en función de los requerimientos de la compañía. En línea con esto, cabe subrayar que conforme vayan incrementándose las inversiones, Ecopetrol iría reduciendo el "pay out".

De acuerdo a las proyecciones de Ecopetrol, se está asumiendo un reparto de dividendos de 60% de las utilidades, el cual se considera consistente con los mayores requerimientos de capital que enfrentará Ecopetrol y la potencial deuda que adquiriría hacia el año 2010.

1.5.2 Proyecciones Operacionales. En términos de producción, Ecopetrol espera que ésta vaya incrementándose paulatinamente conforme se vayan dando los retornos de las inversiones de la compañía tanto a nivel de exploración como de explotación de campos.

A la par de los volúmenes de producción crecerían las ventas de la compañías, así como el EBITDA y las Utilidades, no obstante, éstas dependen también del factor precio, el cual esperamos muestre una tendencia ligeramente decreciente en los años venideros.

En todo caso, de acuerdo con las estimaciones, el factor cantidad más que compensaría la reducción en los precios estimada, a menos que la caída tenga una pendiente mucho más empinada de la que se está proyectando.

Cuadro 6. Proyecciones

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Producción (kbpde)	426,1	467,4	508,7	545,0	596,0	645,2	697,9	754,1
Ventas (USD 000)	14.111.133	14.638.149	15.016.438	16.236.000	17.593.313	18.377.552	20.058.026	20.903.689
EBITDA (USD 000)	6.822.778	6.634.692	6.840.024	7.752.090	8.846.825	9.537.489	10.821.895	11.501.791
Utilidad Neta (USD 000)	3.563.880	3.413.663	3.415.077	3.919.026	4.553.725	4.936.014	5.693.196	6.066.860

Fuente: LV - CA

Con respecto a los costos, Ecopetrol no es la excepción de la industria. En esta línea, gran parte de los costos continuaría incrementándose, mientras que otros, si bien no seguirían aumentando, se mantendrían altos.

Dicha inflación de costos no es exclusiva de la industria del petróleo, sino de toda la industria de "commodities", que desde hace algunos años viene enfrentando esta situación. Será vital para la compañía manejar las presiones por el lado de los costos, de modo que se mantengan o mejoren los márgenes.

Cuadro 7. Costos de Ventas Total, Costos Fijos y Costos Variables

	2008	2009	2010	2011	2012
Costo Total (USD 000)	7.227.976	7.791.736	8.051.257	8.442.060	8.821.930
Costos Fijos %	34,6%	36,7%	36,5%	34,3%	31,7%
Costos Variables %	65,4%	63,3%	63,5%	65,7%	68,3%

Fuente: LV - CA

1.5.3 Inversiones. Ecopetrol dio a conocer su plan estratégico para el periodo 2008-2015, cuyo eje central es crecer sostenidamente tanto en el "Upstream" (exploración y producción) como en el "Downstream" (refinación, petroquímica, transporte y distribución). Todo esto se logrará mediante un agresivo plan de inversiones, el que contempla inversiones hasta por USD 60.000 millones en dicho periodo.

Entre las metas planteadas al 2015 se destacan:

- ✓ Incrementar la producción a un millón de barriles equivalentes por día, lo que implica un crecimiento anual de 12%.
- ✓ Adicionar nuevas reservas por 390 millones de barriles equivalentes.
- ✓ Incrementar la capacidad de refinación hasta 650 mil barriles por día, lo que representaría un crecimiento anual de 11% hasta el 2015.

De cumplirse las metas planteadas, Ecopetrol se ubicaría entre las 27 petroleras más grandes del mundo, es decir, subiría al menos 12 ubicaciones con respecto a su ubicación actual.

Sobre las inversiones, cabe destacar que estas se concentran en el "Upstream", donde también se concentra el mayor valor de esta compañía Integrada. Por ejemplo, en 2008 las inversiones en el "Upstream" representarían cerca del 70% del total invertido. La situación en adelante sería similar, con los mayores requerimientos de capital ubicados en las actividades de exploración y producción.

En exploración, Ecopetrol busca perforar cerca de 28 pozos por año en Colombia, mientras que fuera de Colombia la meta apunta a perforar 8 pozos por año en promedio.

A nivel de producción de crudo los trabajos apuntarán a dos frentes: i) duplicar la producción e incrementar las reservas de crudos pesados mediante el desarrollo de campos y la adaptación de la infraestructura para transportar y procesar dichos crudos; y ii) optimizar el factor de recobro de los campos maduros, esto mediante el fortalecimiento de las capacidades técnicas y la incorporación de tecnología. Sobre los crudos pesados cabe destacar que la producción pasaría de niveles de 100 mil barriles de petróleo por día hasta 200 mil barriles como mínimo, y con un tope máximo que se estima en 320 mil barriles de petróleo por día.

Los campos involucrados son Teca-Nare, Rubiales y Castilla.

Con respecto a la optimización del factor de recobro, los campos en los que se concentrarían los trabajos son La Cira - Infantas, Yarigui-Cantagallo, Casabe y Tibú.

En lo que se refiere a la producción de gas se espera i) desarrollar el campo Gibraltar, ii) incrementar la capacidad de producción de gas de la Planta de Gas de Cusiana (en un máximo de 280 millones de pies cúbicos por día - mpcd), iii) exportar más gas a Venezuela, y iv) incorporar nuevas reservas.

En transporte se pretende construir infraestructura adecuada para crudos pesados, gas y productos refinados, así como mejorar la eficiencia a nivel operativo, esto último mediante un mejoramiento integral de la medición, la disminución de los hurtos y la operación centralizada de los Oleoductos y Poliductos.

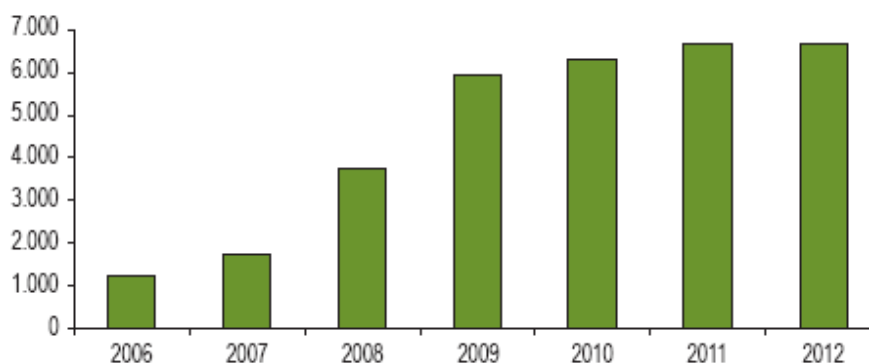
En refinación los objetivos apuntan a aumentar el factor de conversión a niveles de 95% para una mayor producción de gasolina y medios, y a incrementar la capacidad de carga de las refinerías. Parte importante de los proyectos en refinación se enmarcan en los planes maestros de Cartagena y Barrancabermeja.

Finalmente, en petroquímica, Ecopetrol busca consolidarse y tener una importante participación en el rubro.

En este sentido, la adquisición de Propilco hacia fines de 2007 abrió las puertas para realizar en el futuro nuevos proyectos en la industria petroquímica colombiana. Propilco es la principal empresa petroquímica en Colombia, y también el principal productor de polipropileno, así como el primer fabricante de resinas en la región Andina, Centroamérica y el Caribe.

Ecopetrol buscará crear sinergias mediante el aprovechamiento de los subproductos petroquímicos provenientes de los procesos de refinación.

Gráfica 11. Inversiones (USD millones)



Fuente: Ecopetrol, LV - CA

2. LA POLITICA PETROLERA Y EL FONDO DE ESTABILIZACION DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La política petrolera en Colombia ha tenido grandes transformaciones en los últimos años. Estos cambios han tocado prácticamente todos los frentes, incluyendo la estructura empresarial y el manejo fiscal de Ecopetrol. Con este proceso se ha logrado una cuantificación más transparente y clara de los subsidios implícitos en la política de precios internos de los combustibles, la participación de accionistas privados en la refinería de Cartagena y, fundamentalmente, la participación de los ahorros de los colombianos en la estructura de capital de Ecopetrol.

La implementación de estas reformas y la entrada de agentes privados (accionistas minoritarios de Ecopetrol y socios privados de la Refinería de Cartagena) a la actividad de refinación de petróleo exigió fijar nuevas reglas para garantizar que todas las transacciones se realizaran a precios de mercado. En este contexto, una pregunta relevante fue la de cuál debía ser la política de precios a los consumidores finales de combustibles si todo el resto del mercado operaría a precios internacionales. La revisión hecha en ese entonces mostró con claridad que prácticamente ningún país emergente deja que los precios internos de los combustibles fluctúen libremente con los precios internacionales.

En America Latina, todos los países intervienen de alguna forma el mercado. México garantiza un crecimiento del precio igual al del IPC, Brasil lo controla a través de Petrobras, mientras que Chile y Perú crearon fondos de estabilización de precios de combustibles.

Teniendo esto en cuenta, el Plan de Desarrollo presentado por el presente Gobierno y aprobado por el Congreso de la República previó la creación del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, como un mecanismo para estabilizar los precios internos, el cual comenzaría a operar una vez culminara la fase de desmonte de los subsidios.

Este fondo se constituyó como una alternativa intermedia que permite, por un lado, suavizar los efectos sobre el precio interno de los combustibles, ocasionados por movimientos de precios tan volátiles como el precio internacional del petróleo, el margen de refinación y la tasa de cambio y, por otro, seguir enviando las señales de precio a los agentes del mercado, para que estos vayan ajustando sus decisiones de consumo de combustibles. Así mismo, el Plan Nacional de Desarrollo previó que el Fondo contaría con un capital inicial producto de la transferencia del 10% de los recursos que había acumulado Ecopetrol en el FAEP.

Por la misma conceptualización del Fondo, como un mecanismo de estabilización de precios, era claro que una vez comenzara a operar, sus saldos y sus movimientos de caja se verían afectados por los ahorros/desahorros característicos de un fondo de estabilización.

La decisión reciente del Gobierno, comunicada por el Ministro de Minas y Energía, ha sido la de aprovechar los bajos precios internacionales actuales para capitalizar el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles creado en el Plan de Desarrollo. De esta forma, durante el primer trimestre de 2009 se mantendrá el precio interno de los combustibles regulados y los excedentes que se generen serán girados al fondo.

Estos recursos se constituirán en un ahorro de los consumidores de combustibles que será desacumulado en los momentos en que los precios externos aumenten. Por lo tanto, se trata de un fondo de ahorro administrado por el Estado que de ninguna manera constituye un impuesto disfrazado o un ingreso adicional del Gobierno Nacional.

Por supuesto que el Fondo tiene profundas implicaciones fiscales y presupuestales, pero estas no tienen que ver con la moderación del déficit fiscal del Gobierno Nacional, sino con la constitución de una reserva que permite suavizar los incrementos en precios sin causar traumatismos a los demás programas de gasto público. Al respecto, no se puede olvidar la experiencia de los últimos años, en los que el incremento en los precios internacionales del petróleo tuvo que ser financiado con significativos aportes del presupuesto nacional.

Así las cosas, en opinión del Gobierno, suavizar altas volatilidades, conservando las tendencias del mercado claro está, y evitar elevados costos al presupuesto de la Nación, son medidas económicas adecuadas. Por otra parte, la puesta en marcha del Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles debe ser evaluada en un marco de equilibrio general.

Al respecto, vale la pena anotar que en el año 2009, período en el cual se prevé una desaceleración económica, el Gobierno Nacional hará importantes transferencias al sector privado a través de diversos programas, que ayudarán a sostener el gasto de aquellos segmentos de la población con una elevada propensión al consumo. Es decir, el carácter anticíclico de la política económica debe evaluarse a nivel agregado, no analizando una política particular.

En resumen, el cambio en el diseño de la política petrolera ha traído importantes beneficios para el país y el patrimonio público. Este proceso ha implicado unas nuevas reglas del juego y unas nuevas instituciones que permitan suavizar los ciclos de precios de combustible, sin producir traumatismos en la política fiscal. Ésta es la razón de ser del Fondo de Estabilización de Precios de los

Combustibles y de las decisiones tomadas recientemente por el Gobierno Nacional.

2.1 FONDO DE AHORRO Y ESTABILIZACIÓN PETROLERA

El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera se creó en 1995 (Ley 209) cuando se preveía el surgimiento de una bonanza petrolera derivada del hallazgo de dos pozos productivos: Cusiana y Cupiagua.

Los objetivos del Fondo son:

- ✓ Estabilizar los ingresos de divisas procedentes de la exportación de petróleo para aislar sus efectos sobre la tasa de cambio.
- ✓ Evitar la enfermedad holandesa, caracterizada por el desplazamiento de la inversión de bienes transables hacia el bien con mayor incentivo para la exportación y hacia bienes no transables.
- ✓ Evitar presiones inflacionarias originadas en la monetización de divisas y aumento en el desempleo.

Del total de recursos que se genera por concepto de la explotación petrolera se destina al fondo la porción que excede de cierto ingreso básico mensual. Cuando un miembro del FAEP percibe un ingreso superior al monto básico lo transfiere al Fondo. De forma análoga, cuando sus ingresos se encuentren por debajo de ese nivel promedio, se efectúa un desahorro (Ley 209 de 1995, Artículo 10).

Los recursos que percibe el FAEP los administra el Banco de la República y los invierte en el exterior para evitar que su monetización produzca efectos nocivos sobre la inflación o presione el tipo de cambio. Ecopetrol es el ente encargado de transferir los recursos hacia el Banco de la República y de girar a su respectivo dueño el equivalente en pesos.

El FAEP opera bajo los lineamientos de un Comité Directivo, cuya función es determinar la política de inversiones y está integrado por representantes de los gobiernos nacional y territorial. El destino final de los recursos lo constituyen obras de infraestructura social en las diferentes regiones del país, según lo establecido en la Ley Nacional de Regalías (141 de 1994).

El logro de ese objetivo, además de estar en función de la producción y del precio del petróleo y sus derivados, está condicionado al comportamiento de la tasa de cambio, la inflación y el crecimiento del PIB.

Si bien es cierto que los objetivos del FAEP eran loables desde toda perspectiva y consecuentes con las expectativas que vivió el país en el momento de su creación, vale la pena evaluar su viabilidad y conveniencia, dado que los ingresos

percibidos por cuenta de los hallazgos petroleros no solo distan de los esperados, sino que el país los anticipó con base en el endeudamiento frente a la expectativa de una bonanza, que a la postre resultó inferior a la prevista.

Cuadro 8. Ingresos Básicos del FAEP (Ley 209 de 1995)

ENTIDAD	USD Millones
ECOPETROL	9.3333
Fondo Nacional de Regalías	2.0911
Departamentos Productores	2.2652
Municipios Productores	0.4670
Municipios Portuarios	0.3421
Departamentos No Productores Receptores	0.2175

2.2 POLÍTICA NACIONAL Y DE DESMONTE DE SUBSIDIOS

Es aquí donde se hace necesario tener como marco de referencia la política nacional de la materia, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, quien se ha concentrado en: procesos de capitalización de Ecopetrol (Ley 1118 de 2006), el mejoramiento de competitividad y productividad de Ecopetrol, un fuerte impulso a los biocombustibles y el incremento de la capacidad exploratoria propia y por concesión.

Un análisis del Plan de Desarrollo Nacional, 2.006-2.011 desde su punto de vista conceptual, resume esta estrategia de la siguiente manera:

“...El Gobierno Nacional implementará una política de largo plazo que asegure el abastecimiento energético. Para ello, continuará promoviendo la explotación y exploración de hidrocarburos. Adicionalmente, se fortalecerá a Ecopetrol S.A mediante la capitalización de la empresa.

Se dará continuidad a la política de intercambios internacionales de gas natural y se establecerán mecanismos legales, regulatorios y contractuales que aseguren el abastecimiento nacional de gas natural basado en los principios de equilibrio económico de los contratos y costos de oportunidad de este recurso. Así mismo, a través del fondo especial, cuota de fomento se impulsarán proyectos de infraestructura de gas.

También, se desmontarán los subsidios no progresivos a los combustibles líquidos y evaluará la adopción de una política de liberación de precios y la viabilidad de implementar mecanismos que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de los precios.

Por otra parte el Gobierno Nacional adelantara las medidas necesarias para mejorar la calidad del diesel que se consume en el país...”

No obstante lo anterior, el país presenta una preocupante tendencia hacia la autosostenibilidad neta (520.000 barriles por día), que elimina cualquier posibilidad de exportación, situación preocupante dada la fuerte tendencia de incremento en el consumo.

Por su parte debemos indicar también los importantes esfuerzos nacionales para modernizar técnicamente la capacidad de refinación del país en especial mediante la adopción futura y próxima de producción de ACPM bajo parámetros internacionales (Premium internacional).

Desde la perspectiva de los consumidores, los combustibles reciben un doble impacto hacia el alza, por un lado el precio de referencia internacional y por otro el postergado desmonte de subsidios implícitos en gasolina y en diesel que hacen parte integrante de los objetivos conceptuales y financieros del Plan de Desarrollo Nacional que apuntan a un radical incremento en términos reales del 35% para la gasolina y del 50% para el diesel, de cumplirse las proyecciones del gobierno nacional y de no establecerse mecanismos de contingencia.

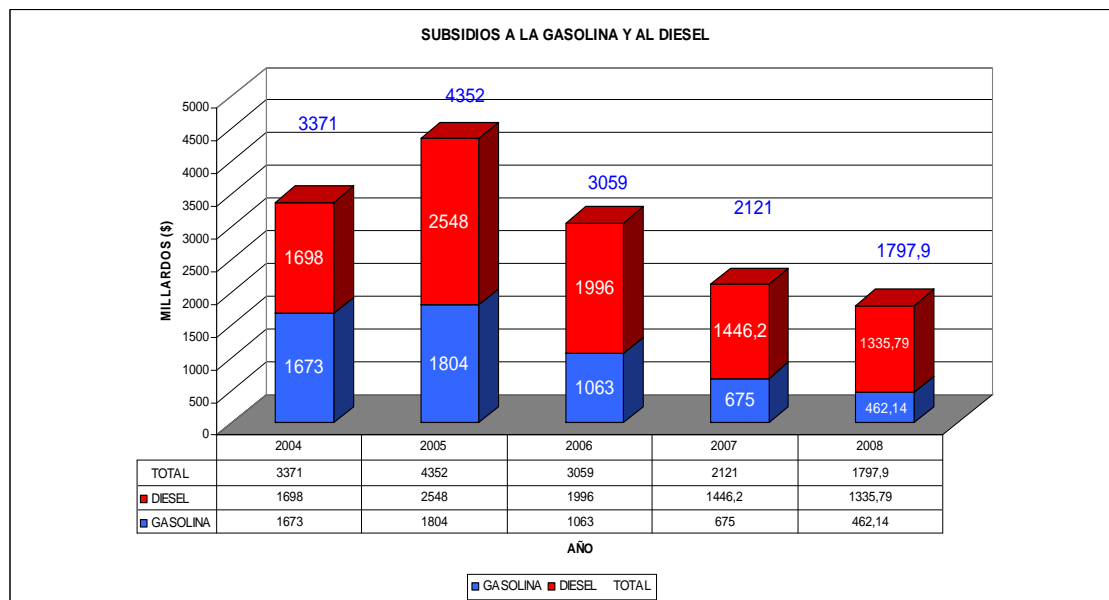
El Ministerio de Minas y Energía en informe a 31 de Marzo de 2008 establece como eje central en la política de precios:

“...Mitigar el impacto del proceso de ajustes de precios: Sendas de desmonte de subsidios implícitos que no irán más allá de junio de 2009 para la gasolina y de junio de 2010 para el diesel, tomando como referencia la diferencia entre el ingreso al producto nacional y los precios spot de los señalados productos en el mercado internacional...(los últimos pronunciamientos del Gobierno Nacional frente al impacto de los nuevos precios del petróleo, exigiría el replanteamiento de las nuevas fechas de desmonte).”

La política de precios a largo plazo buscaría que una vez alcanzados los precios spot se liberarían los precios de la gasolina corriente y diesel buscando generar una competencia de mercado.

Es necesario resaltar que el gobierno nacional impulsó mediante la Ley 1151 del 2007, el Fondo de Estabilización de Precios, el cual tiene como función atenuar en el mercado interno el impacto de fluctuaciones de los precios de los combustibles en los mercados internacionales.

Gráfica 12. Evolución de los subsidios a la gasolina y el diesel



2.3 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La política de precio de los combustibles se fundamenta en tres objetivos principales: i) Establecimiento de precios eficientes, ii) Eliminación de Subsidios y iii) Eliminación de problemas Inflacionarios.

El Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 2006-2010 establece avanzar en el proceso de desmonte de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y diesel), con el propósito de incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de estos combustibles, lo cual permitirá asegurar el abastecimiento de estos energéticos en el mediano plazo.

Para efectos del cálculo de los precios bajo la metodología de costos de oportunidad paridad exportación, se toman como referencia los precios de mercado en la costa del golfo de los Estados Unidos de los productos de calidad colombiana y los costos de transporte entre la costa colombiana y la Costa del Golfo, los cuales se descuentan dependiendo del caso de cada producto y que reconoce hoy el mercado como costo de oportunidad a los mismos.

El mercado hoy reconoce a los países latinoamericanos el costo de oportunidad paridad exportación del diesel como el índice del golfo en la Costa del Golfo e inclusive reconoce un premium adicional por encima de dicho índice.

Mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios: Sendas de desmonte de los subsidios implícitos que no irán más allá de junio de 2010 para la gasolina y de diciembre de 2011 para el diesel, tomando como referencia la diferencia entre el ingreso al productor nacional y los precios spot de los señalados productos en el mercado internacional. Nuevas fechas de desmonte.

Una vez alcanzados los anteriores procesos se seguiría utilizando los precios spot, a su vez que se evaluaría la liberación de los precios de la gasolina corriente y el diesel buscando implementar mecanismos que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de los precios (Fondo de Estabilización de Precios).

Fondo de Estabilización de Precios: Artículo 69 de la Ley 1151 de 2007, se contempla la creación de dicho Fondo (FEPC), el cual tendrá como función atenuar en el mercado interno, el impacto de las fluctuaciones de los precios de los combustibles en los mercados internacionales.

Los recursos necesarios para la operación del Fondo provendrán de la transferencia de parte de los recursos ahorrados por Ecopetrol S.A en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, para lo cual se tiene estimado un fondeo inicial de US\$ 170 millones de dólares.

A la hora de fijar los precios de combustibles, lo que se busca es el **costo de oportunidad**, es decir: Cuánto recibiría el productor de combustibles en el país si vendiera dichos productos para el mercado exterior, es lo que se llama la paridad exportación. Se referencia al mercado en los cuales se tranzan dichos productos (en el caso de los combustibles, el mercado de la Costa del Golfo), pero que es igual en cualquier bien transable: Azúcar (mercado de New York y Londres), Maíz (mercado de Chicago), Textiles, Café, Alimentos, etc.

En teoría económica subsidio es la diferencia entre el precio que tendría un bien, o un servicio, sujeto sólo a la ley de la oferta y la demanda y el precio que tiene ese bien o servicio para todo el público, o para un sector de los consumidores, después de una intervención del gobierno.

Así, un subsidio surge cuando el costo de producción es mayor que el precio de mercado. En el caso de los combustibles, el precio de mercado es el ingreso al productor regulado por el Ministerio de Minas y Energía y el costo, según la definición clásica, es costo de oportunidad en el mercado, en este caso, corresponde al precio de paridad de exportación, es decir el precio de realización de sus productos en un mercado líquido, competido y con transparencia de precios.

Uno de los supuestos fundamentales para definir un subsidio es que existe (o al menos podría existir sin intervención del Gobierno) un mercado eficiente en términos económicos. Es decir, un mercado en el cual existen una diversidad de

vendedores y potenciales compradores, todos de un tamaño relativo tal que ninguno de ellos es capaz de determinar los precios por si solo y en el cual los precios reflejan toda la información disponible en cada instante.

La eliminación de los subsidios es cuestión de responsabilidad fiscal:

- ✓ Estos recursos tendrían mayor “rentabilidad social” invertidos en salud, educación, vivienda, infraestructura vial, educación y no en beneficiar a los colombianos más favorecidos
- ✓ Desde el año 2004 dejaron de ser “costo de oportunidad” para el ACPM y se convirtieron en subsidios reales de caja
- ✓ Para el año 2007 se reconocieron de subsidios 2,12 billones de pesos en subsidios. Se tienen previstos 5,9 billones en 2008, 4,7 billones en 2009, 2,5 mil millones en 2010 y 1 billón en 2011. Los de 2008, 2009, 2010 y 2011 se pagarían el año siguiente respectivo.

2.4 IMPUESTOS SOBRE EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES

Por su parte, el recaudo de los impuestos a los combustibles ha sido relativamente estable durante la presente década, situándose alrededor de 1,1% del PIB entre 2002 y 2007(Cuadro 9). Desde el año 2003, el impuesto global y el IVA explican aproximadamente el 60% del recaudo total de los impuestos al consumo de combustibles.

Cuadro 9. Impuestos a los combustibles (Gasolina y ACPM) en Miles de Millones de Pesos

Nivel de gobierno	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Gobierno nacional	834	976	1.359	1.737	1.583	1.654	1.842	2.006	2.355	2.441
IVA ¹	193	270	526	630	607	629	784	863	1.168	1.230
Impuesto Global ²	642	707	833	1.106	977	1.025	1.057	1.143	1.187	1.212
Regiones ³	3	592	693	801	841	1.088	1.279	1.387	1.511	1.617
Sobretasa a la gasolina	3	560	651	749	781	1.011	1.180	1.262	1.352	1.423
Sobretasa al ACPM	0	32	43	52	60	77	100	126	158	194
TOTAL	837	1.569	2.052	2.538	2.424	2.742	3.121	3.394	3.865	4.058
(% del PIB)	0,6	1,0	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1

¹ Fuente: ECOPETROL, 1990-2002: Informe Anual (varios años); 2003-2007: DIAN.

² Fuente: CONFIS, Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

³ Fuente: Dirección General de Apoyo Fiscal (DAF), Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Desde el punto de vista fiscal resulta útil comparar los impuestos al consumo de los combustibles y los subsidios, para cuantificar el efecto neto sobre las finanzas

públicas. Este ejercicio revela que con excepción de los años 2004 y 2005, el monto de los subsidios ha sido inferior al de los impuestos, lo que se traduce en un beneficio neto positivo para el Estado Colombiano.

Para el año 2007, la diferencia entre los subsidios y los impuestos representaron el -0,5% del PIB (Cuadro 10). A nivel microeconómico, este resultado implica que los consumidores de combustibles, en la práctica, en vez de ser receptores de subsidios han sido, en la mayoría de los años, contribuyentes netos en el consumo de estos bienes.

Finalmente, en la discusión sobre el impacto fiscal de subsidios e impuestos sobre los combustibles no se puede dejar de lado la existencia de cierta inequidad entre el GNC y las Entidades Territoriales (ET), pues mientras las ET sólo son receptoras de impuestos, el GNC recauda parte de los tributos al consumo de combustibles pero a su vez asume la totalidad del costo.

Cuadro 10. Subsidio Neto al Consumo de Combustibles (% del PIB)

Rubro	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
A. Subsidios	0,0	0,4	1,2	0,9	0,6	0,6	1,3	1,5	0,9	0,6
B. Impuestos	0,6	1,0	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1
Diferencia (A-B)	-0,6	-0,7	0,0	-0,5	-0,6	-0,6	0,1	0,3	-0,2	-0,5

Fuentes: Los subsidios se toman del Cuadro 2 y los impuestos de Ecopetrol, DIAN y CONFIS y Dirección General de Apoyo Fiscal (DAF) del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

3. REPERCUSIONES DEL PRECIO DEL CRUDO SOBRE LA ECONOMIA COLOMBIANA

Desde comienzos de la década del setenta el precio internacional del petróleo ha mostrado variaciones significativas. Como lo muestra el Gráfico 13, la cotización del crudo de referencia internacional West Texas Intermediate (WTI), valorada en dólares de 2007, registró en los últimos años niveles extraordinarios. Así, mientras entre abril y julio de 1980, el precio del crudo se situó ligeramente por encima de los US\$ 100 por barril, entre junio y julio de 2008 el precio promedio alcanzó US\$ 128 por barril. La cotización del crudo colombiano y, particularmente, el de caño limón, sigue muy de cerca el precio WTI.

Al evaluar con mayor detalle el comportamiento del precio internacional del crudo se puede destacar que el ciclo alto en los precios de finales de los setenta se extendió entre mediados de 1979 y mediados de 1985. Con posterioridad y por un periodo de 17 años (entre enero de 1986 y mediados de 2003), la cotización promedio fue de US\$30 por barril, con excepción de un pico alto de US\$50 por barril a finales de 1990, durante la guerra del Golfo Pérsico, y un pico bajo de menos de US\$15 por barril, a comienzos de 1999, en tiempos de crisis de los mercados financieros internacionales.

Gráfica 13. Precio Internacional del Petróleo (Promedio Mensual USD/barril)



Fuente: Energy Information Administration. Department of Energy-US Government.

El ciclo reciente comienza a mediados de 2003, cuando el precio se situó en US\$ 35 por barril. Desde ese momento la cotización se duplicó ascendiendo a US\$ 69,4 en agosto de 2005. Durante los últimos tres años la tendencia alcista se acentuó alcanzando un máximo en junio de 2008. A partir del mes de julio, y como consecuencia de la crisis financiera internacional, el precio empieza un ciclo descendente.

Un choque de precios del petróleo como el que observamos recientemente afecta el comportamiento de las economías a través de diferentes canales. El primero es el cambiario, el cual tiene origen en la entrada súbita de recursos externos que tienden a reevaluar el tipo de cambio real, tanto por los recursos que efectivamente ingresan a la economía como por las expectativas que se generan. Este fenómeno se manifiesta finalmente en un aumento del consumo de bienes importados y en el deterioro la cuenta corriente de la balanza de pagos.

La historia económica de Colombia ejemplifica lo que sucede durante un periodo de bonanza petrolera, como el que ocurrió entre la segunda mitad de los ochenta y gran parte de los noventa. Durante este periodo se realizaron hallazgos petroleros sin precedentes, que significaron, inicialmente, un flujo de recursos externos en forma de inversión extranjera directa para el desarrollo de los yacimientos y el transporte del crudo, y luego, en el aumento en los ingresos por exportaciones.

Entre los años 1990 y 1997 la tasa de cambio real se apreció 41% y la cuenta corriente se deterioró 11 puntos del PIB. Durante este periodo la apreciación del peso también obedeció a los flujos de inversión extranjera directa destinados a financiar las privatizaciones y al comportamiento del crédito externo dirigido al sector privado, que se fortaleció por el diferencial favorable de tasas de interés.

Entre 2001 y mediados de 2008 la tasa de cambio real se revaluó 29% y la cuenta corriente se deterioró 2,2 puntos del PIB.

El segundo canal de transmisión macroeconómica proviene del efecto ingreso derivado del mejoramiento de los términos de intercambio, el cual se manifiesta en un aumento del consumo. En particular, si se asume que la oferta de los bienes no transables es inelástica en el corto plazo y que el precio de los bienes transables está dado en el mercado internacional, se debe esperar que el aumento en la demanda por el choque petrolero incremente el precio de los bienes no transables.

De esta forma, se genera una revaluación de la tasa de cambio real, que retroalimentó el deterioro de la cuenta corriente. Este canal no tuvo que ver con la apreciación real de los noventa, en vista de los bajos precios del petróleo en aquella época. En contraste, constituye una de las razones que explica lo ocurrido en la presente década.

En este sentido, es importante destacar que mientras entre 1990 y 2000 el índice de los términos de intercambio se mantuvo alrededor de 100, entre 2001 y 2007 este índice se ubicó en 125.

Finalmente, el tercer canal de transmisión del choque petrolero es el fiscal, el cual inicialmente se manifiesta en un aumento de los ingresos públicos, sobretodo en aquellos países donde este tipo de rentas son apropiadas mayoritariamente por el Estado, como es el caso de Colombia. Es necesario anotar que a mediano plazo, las rentas extraordinarias provenientes de una bonanza no estimulan el ahorro público sino que, por el contrario, pueden generar mayor gasto de manera permanente.

3.1 INCIDENCIA POSITIVA DEL ALZA DEL PETRÓLEO

Colombia se beneficia en la medida en que los altos precios del petróleo permiten aumentar el valor de las exportaciones de crudo, a pesar de que el pronóstico de la EIA (Energy Information Administration) sugiere que la producción de petróleo en Colombia no se modificará significativamente en los próximos dos años. Según el reporte más reciente de esta entidad, publicado a comienzos de febrero de 2009, la producción de petróleo en Colombia caerá de 531.000 barriles por día en 2007 a 478.000 barriles por día en 2009. Cabe señalar que las exportaciones de petróleo representan alrededor del 17% del total de exportaciones colombianas.

Al respecto, la EIA destaca que esta situación también termina aumentando el precio de bienes sustitutos como el carbón, un producto que tuvo un incremento de la producción en años recientes. En efecto, mientras que las exportaciones de carbón crecieron cerca de 40% en 2007, las exportaciones de petróleo prácticamente se mantuvieron inalteradas. Adicionalmente vale recordar que las exportaciones de carbón representan cerca del 13% del total de exportaciones. En consecuencia, cerca del 30% de las exportaciones colombianas reciben un efecto positivo ante la subida de los precios internacionales del crudo.

Adicionalmente, puede haber efectos indirectos positivos cuando se sostienen en niveles altos los precios del petróleo, porque contribuye a mantener el incentivo a la inversión extranjera en la exploración y explotación de yacimientos de crudo y de carbón. De hecho, la Inversión Extranjera Directa hacia los sectores de hidrocarburos y minería han explicado cerca del 53% del total de IED en Colombia durante los últimos tres años. Así mismo, los altos precios del petróleo también mantienen la inversión local y extranjera en la nascente industria de los biocombustibles en Colombia.

3.2 INFLACIÓN, LA OTRA CARA DE LA MONEDA

Además del impacto sobre la inversión extranjera y sobre el sector externo, los altos precios del petróleo han generado presiones en la inflación a través de distintos canales. Entre ellos se destaca, por una parte, el efecto directo sobre el precio de la gasolina que finalmente presiona los costos de transporte y por esa vía todos aquellos bienes o servicios que tienen un componente de transporte considerable dentro de su estructura de costos.

Por otra parte, se afectan los precios de los alimentos, en primer lugar porque la nueva industria de biocombustibles compite por tierra con la producción de alimentos. Así mismo, los precios de algunos insumos agrícolas como los plásticos de los empaques o los invernaderos o los fertilizantes terminan siendo más costosos en la medida en que se producen con hidrocarburos o derivados del petróleo.

3.3 GASOLINA AL ALZA

El Dane muestra que en los últimos cinco años, el periodo en el cual la cotización del petróleo ha registrado un aumento sin precedentes, la variación anual del precio de la gasolina se mantuvo muy por encima de las metas de inflación. De hecho, la escalada reciente se reflejó en que la variación anual del IPC de combustibles pasó de 6,57% en octubre de 2007 a 8,91% en enero de 2008. Esto a pesar de que éste es un precio regulado.

En cuanto a las tarifas de transporte existe una alta correlación entre la variación anual del IPC de combustible y los IPC de transporte urbano, intermunicipal y aéreo. Aunque el cambio anual de los índices de precios de transporte ha disminuido en meses recientes, todavía se ubica por encima de 7%, bastante por encima de la inflación total. De hecho, si la variación anual del precio de la gasolina continúa al alza no sería extraño observar repuntes significativos en la variación anual de los tarifas de transporte en los próximos meses.

Por el lado de los precios de los alimentos, la inflación promedio de este rubro en los últimos doce meses se ubicó en 8,47%, siendo el nivel más alto observado desde 2002 y superando ampliamente el ritmo de la inflación sin alimentos. No obstante, el repunte en la inflación de alimentos no está directamente relacionado con el incremento en los precios del petróleo. Por lo tanto, parece más importante observar el tema de los insumos agropecuarios que sí tienen una relación más directa.

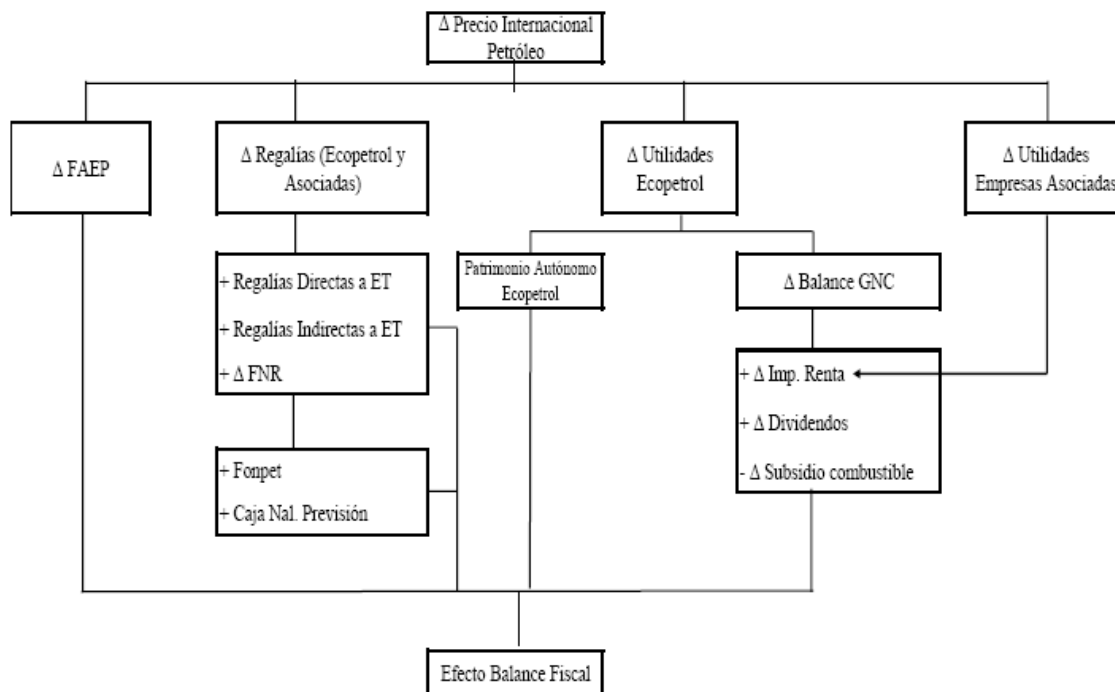
Este tema es relevante porque un incremento sostenido en los precios internacionales del petróleo termina afectando los precios de los fertilizantes que son importados y pueden pasar dos cosas: primero, que los mayores costos de los insumos se trasladen hacia mayores precios de alimentos o, segundo, que los márgenes de rentabilidad para algunos productores se vea reducido y simplemente decidan no producir por no considerarlo rentable y reducen la oferta. En cualquiera de los dos casos implica una presión alcista sobre los precios de los alimentos.

En Colombia se utilizan en gran cantidad fertilizantes nitrogenados como, por ejemplo la úrea cuyo proceso de producción involucra hidrocarburos de bajo peso molecular. El precio en pesos de este fertilizante, que es importado, se incrementó 35% entre diciembre de 2006 y diciembre de 2007, mientras que el precio en dólares FOB en lo últimos dos años aumentó 85%. Lo que significa que la revaluación ha permitido mitigar el impacto de los altos precios del petróleo sobre este tipo de insumo agrícolas. De todas formas es evidente como hay una presión sobre la estructura de costos de algunos alimentos perecederos.

3.4 RENTA PETROLERA Y FINANZAS PÚBLICAS

En Colombia, los recursos generados por la actividad petrolera afectan en mayor o menor medida las finanzas de diferentes entidades públicas del orden nacional y territorial. Este tipo de recursos benefician principalmente a Ecopetrol, al GNC y a las entidades territoriales (ET) en donde se realiza la extracción de crudo. Así mismo, una proporción de la rentas del petróleo se acumula en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) y otra se transfiere al Fondo Nacional de Regalías (FNR) y al Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales (FONPET). Con estos recursos también se constituyó un patrimonio autónomo para atender el pasivo pensional de Ecopetrol, el cual se encuentra prácticamente fondeado.

Gráfica 14. Canales de Transmisión de las Rentas Petroleras



Ecopetrol formó parte de la contabilidad del consolidado del sector público no financiero hasta el año 2007. Desde el inicio de la presente década, el superávit fiscal de esta empresa permitió mitigar el desajuste observado en las finanzas del GNC. Los ingresos de Ecopetrol provienen en gran parte de la venta interna de gasolina y otros combustibles y derivados del petróleo y, en menor medida, de las exportaciones de crudo. Los egresos de esta empresa están representados por gastos operativos y de comercialización, por la compra de crudo y otras materias primas y por el pago de regalías a los gobiernos territoriales y otras entidades beneficiarias.

Dentro de los gastos también se contabiliza el monto del impuesto de renta a cargo de la empresa y el valor de los dividendos que transfiere al GNC (desde 2008 también transfiere dividendos al sector privado).

Por su parte, el GNC recauda los impuestos de renta, patrimonio y ventas que pagan Ecopetrol y las empresas petroleras que operan en el país. Así mismo, el GNC percibe el pago de los dividendos que gira anualmente Ecopetrol y recauda parte de los impuestos sobre el consumo de combustibles, como el IVA y el impuesto global a la gasolina y el ACPM, cuyo comportamiento se asocia a la actividad económica, a la política tributaria y al precio internacional del crudo.

Por otro lado, el GNC asume el subsidio a los combustibles. Hasta el año 2007, este subsidio era contabilizado tácitamente en Ecopetrol, al vender la gasolina y el ACPM a un precio inferior al de paridad internacional. Los dividendos pagados al gobierno correspondían entonces a un concepto neto del subsidio y no a la utilidad total de la empresa.

Por razones de transparencia contable, a partir de 2008 el GNC asume de manera explícita el subsidio a través del Presupuesto General de la Nación y ECOPETROL realiza el pago total de los dividendos al gobierno y a los demás accionistas de la empresa. En los dos casos, y sin considerar la totalidad de los factores que determinan el precio final de los combustibles, la existencia del subsidio genera importantes costos fiscales.

Finalmente, el flujo de rentas derivado de la actividad petrolera permitió la creación del denominado "Patrimonio Autónomo de Ecopetrol", el cual es un fondo administrado por varias fiduciarias que se constituyó para atender el pasivo pensional de la empresa. Este fondo fue creado en el año 2000 y desde entonces se han realizado una serie de aportes que, junto con los rendimientos financieros, han permitido conformar el ahorro necesario para cubrir los pasivos pensionales de la empresa. Es importante anotar que los recursos petroleros acumulados en este fondo evitan que las obligaciones pensionales de la empresa se conviertan en un pasivo en cabeza de la Nación.

Así mismo, es necesario señalar que el 5% del valor total de las regalías y el 50% del FNR se transfieren al FONPET. En los últimos años el gobierno nacional también ha utilizado los recursos del FNR para financiar la Caja Nacional de Previsión.

3.5 REPERCUSIÓN EN LAS EXPORTACIONES

Luego de que en 2008 los exportadores se enfrentaron a una tasa de cambio que llegó a cerca de 1.600 pesos por dólar, los malos vientos también soplarían en 2009, esta vez a causa de la recesión en las principales economías.

La situación afecta a países emergentes como Colombia en buena parte por la baja en la demanda de bienes básicos y la reducción de su precio. Pero también le pega por la vía de los principales socios comerciales (EE.UU., Venezuela y Ecuador).

La caída de los precios del petróleo hace que Venezuela y Ecuador tengan una menor capacidad de compra y es indudable que la dinámica comercial que venía va a disminuir.

Con está situación terminaría afectándose altamente el sector manufacturero, gran

generador de empleo. Cifras del Dane señalan que entre enero y septiembre de 2008 se vendieron a Estados Unidos 2.618 millones de dólares, mientras a Venezuela se exportaron 4.014 millones de dólares y a Ecuador 1.066 millones de dólares.

La directora de la Cámara de Comercio Colombo-Venezolana, María Luisa Chiappe, proyecta que en 2008 el intercambio comercial llegó a 6.000 millones de dólares frente a poco más de 5.000 millones de dólares en 2007. “El incremento es bueno, pero no se compara con el excepcional comportamiento de 2007, cuando el intercambio creció ciento por ciento. Esto difícilmente se repetirá”.

En el caso específico de Venezuela, destaca que a pesar de la caída del precio de los hidrocarburos, la demanda continuará. “El tema es en cuánto tiempo van a pagar. Ya hay empresas que llevan más de 180 días sin que Cadivi -regulador cambiario venezolano- entregue las divisas”.

Al respecto, Chiappe explicó que los exportadores, cuando es posible, prefieren acogerse al pago de Cadivi porque significa una tasa de cambio más alta y de ahí la espera. Pero, gracias a que Venezuela deberá vender el petróleo a precios más bajos, en 2009 le ingresarán menos dólares y “habrá menos recursos para ese sistema de pago preferencial”.

Tal restricción en la oferta de divisas se manejaría de dos formas: que Venezuela deje devaluar su moneda (ya anunció que no sucederá) o que siga restringiendo el cupo de importaciones. “Definitivamente en 2009 debemos prepararnos para un ajuste. En un escenario de 50 dólares por barril de crudo, tendríamos comercio binacional por 4.800 millones de dólares. Ese escenario incluye una devaluación de 30 por ciento”, dijo Chiappe.

A juicio del presidente de Analdex, “el caso de Ecuador es más preocupante”, porque tiene en el petróleo un gran generador de divisas “y la caída del precio indudablemente los afectará”. A ello se suman los anuncios del presidente Rafael Correa sobre la restricción de las importaciones.

Con esta nación se estima que en 2008 se alcanzó un comercio cercano a los 2.400 millones de dólares, es decir 18 por ciento más que en 2007 (2.140 millones de dólares), precisó el director de la Cámara Colombo-Ecuatoriana (CCE), Emilio J. Velasco, que espera no obstante que en 2009 el comercio se mantenga en ese nivel.

La incertidumbre se centra también en la cesación de pagos por 3.000 millones de dólares de su deuda externa que anunció ese país recientemente, “aunque no vemos que existan consecuencias directas entre cesación de pagos y comercio”.

No obstante, los pagos se asegurarían con el uso de herramientas como cartas de crédito y seguros de exportaciones.

3.6 CIFRAS FAVORABLES EN EL INTERCAMBIO COMERCIAL

Las exportaciones colombianas hacia Venezuela en 2007 sumaron 5.210 millones de dólares según el Dane, para un crecimiento de 92,9 por ciento frente a 2006 (2.702 millones de dólares). De enero a septiembre de 2008, las ventas a ese destino fueron de 4.098 millones de dólares con un incremento de 27,3 por ciento sobre el valor del mismo lapso de 2007 y una participación de 14 por ciento dentro del total de las ventas al exterior.

Mientras tanto, a Ecuador se enviaron mercancías por 1.276 millones de dólares en 2007 frente a los 1.237 millones de dólares reportados en 2006. En los primeros nueve meses del año pasado se vendió a ese país vecino un monto de 1.080 millones de dólares con una variación positiva de 17,1 por ciento frente al mismo periodo de 2007 y una participación de 3,7 por ciento en el total de las exportaciones.

3.7 EFECTO SOBRE EL BOLSILLO DE LOS CONSUMIDORES

Los consumidores van a usar menos petróleo debido a la reducción en sus ingresos reales. En otras palabras, el ingreso real de los consumidores disminuirá en la medida en que los precios del petróleo suban (esto es conocido como el efecto ingreso).

El efecto ingreso es el producto de la participación del petróleo en el presupuesto de un consumidor y su elasticidad al ingreso. Cuando la participación del petróleo en el presupuesto de un consumidor es baja, el petróleo compite sólo con otras formas de transporte; y la demanda es relativamente inelástica.

Pero una vez que la participación del petróleo en el presupuesto del consumidor aumenta, este producto empieza a competir con la comida y el alojamiento y como resultado, su demanda vuelve más sensible al precio.

En principio, si el efecto ingreso proveniente de una creciente participación en el presupuesto es más fuerte que el efecto sustitución, la demanda por petróleo podría volverse más elástica.

4. EFECTOS SECTORIALES PRODUCTO DE LAS VARIACIONES DEL PRECIO DEL CRUDO EN COLOMBIA

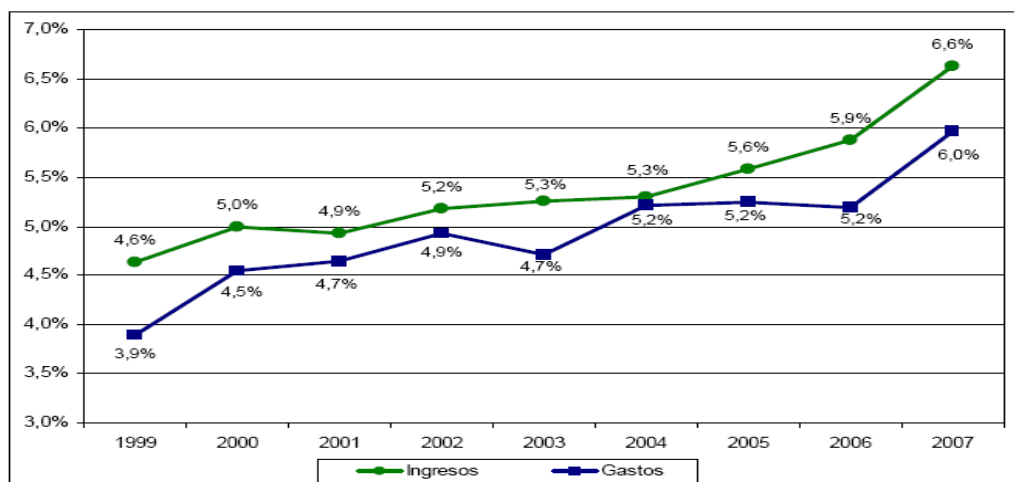
4.1 INCIDENCIAS SOBRE LAS FINANZAS DE ECOPETROL

El reciente aumento de los precios internacionales del petróleo, junto con el dinamismo de la actividad económica, significaron un repunte de los ingresos de la empresa de 5,2% a 5,9% del PIB entre 2002 y 2006. En el año 2007, los ingresos ascendieron a 6,6%, incluyendo las rentas extraordinarias de la liquidación de Ecogas que alcanzaron 0,6% del PIB.

Por el lado de los gastos, Ecopetrol registro un aumento moderado de 4,9% a 5,2% del PIB entre 2002 y 2006. En el año 2007, los gastos alcanzan un nivel de 6% del PIB como consecuencia del aumento de los giros por inversión. Durante los últimos años, el rubro más dinámico fue el pago de dividendos al gobierno nacional que ascendió de 0,5% a 0,9% del PIB entre 2002 y 2007. Los pagos por concepto de regalías se mantuvieron relativamente estables en un nivel aproximado a 1% del PIB. Los aportes al patrimonio autónomo de la empresa se canalizaron a través del rubro de inversión.

El comportamiento descrito de los ingresos y de los gastos se refleja en un resultado fiscal superavitario de la empresa. Durante buena parte del choque petrolero se observa un fortalecimiento de su situación fiscal, por cuanto el superávit ascendió de 0,4% del PIB en 2005 a 0,6% del PIB en 2007.

Gráfica 15. Ingresos y Gastos de ECOPETROL (% del PIB)



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

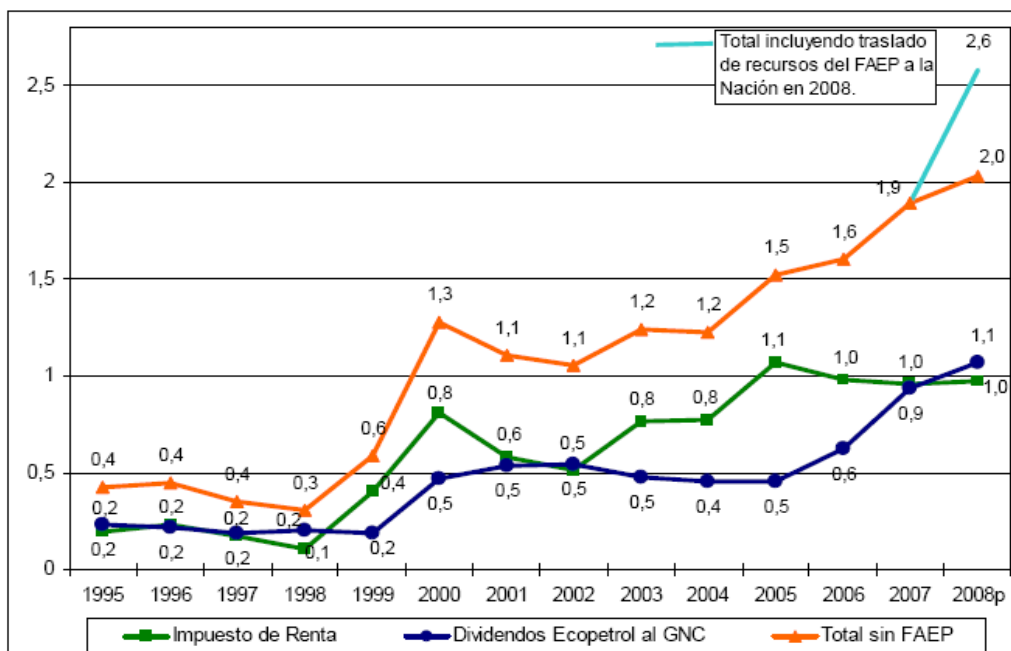
4.2 INCIDENCIA SOBRE LAS FINANZAS DEL GOBIERNO NACIONAL

Como se señaló anteriormente, la actividad petrolera beneficia de manera directa las finanzas del GNC gracias al traslado de dividendos que realiza Ecopetrol y al pago del impuesto de renta a cargo de esta empresa y de las compañías privadas vinculadas a la producción y comercialización de petróleo y gas.

De manera transitoria, en el año 2008 el gobierno también recibió el traslado parcial de los recursos ahorrados por ECOPETROL en el FAEP, los cuales se sumaron a los ingresos de la Nación (ver Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010).

Como se observa en la Gráfica 16, entre 1995 y 1998 los dividendos pagados por Ecopetrol y el impuesto de renta a cargo del sector de petróleo y gas fueron relativamente estables, alcanzando en conjunto un valor de 0,4% del PIB por año. Entre 1999 y 2000 se observa un aumento importante en los ingresos por estos dos conceptos, principalmente por el ascenso en el volumen de producción de crudo que alcanza su máximo histórico en 1999.

Gráfica 16. Rentas Petroleras GNC (% del PIB)



Fuente: CONFIS-MHCP, DIAN.

Posteriormente, durante los años 2001 y 2002 se registra un descenso en el volumen de producción de crudo, que se traduce en una caída a 1,1% del PIB de los ingresos por dividendos e impuesto de renta. A partir de 2003 se inicia un

periodo caracterizado por cierta estabilidad en el volumen producido con un aumento sostenido en el precio internacional del petróleo, como se ilustró anteriormente.

El comportamiento reciente del precio del crudo permitió que los ingresos asociados a la actividad petrolera ascendieran desde 1,2% del PIB en 2003 hasta 1,9% del PIB en 2007. Para el año 2008 se estima que estos dos rubros generen ingresos equivalentes a 2,0% del producto. Al considerar los ahorros transferidos en este mismo año por el FAEP a la Nación (0,6% del PIB), las rentas generadas por dicho sector ascienden a 2,6% del PIB⁵.

A pesar del dinamismo que en conjunto muestran este tipo de ingresos, llama la atención el hecho de que en medio de la bonanza de precios del crudo, el pago del impuesto de renta por parte del sector de petróleo y gas se mantiene desde 2005 alrededor de 1% del PIB. Posiblemente, el uso intensivo de la deducción especial por inversión en activos fijos, establecida mediante la reforma tributaria de 2003, sea la causa de este fenómeno.

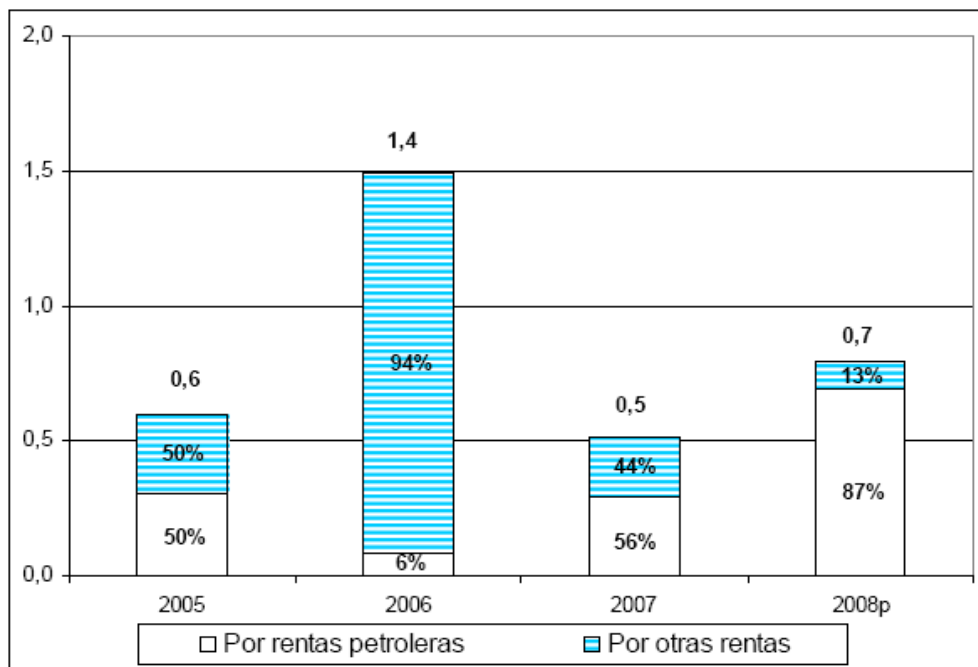
Los mayores ingresos asociados al choque petrolero es uno de los factores que explican el mejoramiento registrado en las finanzas nacionales durante los últimos años. En efecto, los ingresos del GNC aumentaron de 15,1% a 18,1% del PIB entre 2003 y 2007 y, de acuerdo con las proyecciones oficiales, ascenderán a 18,9% del PIB a finales de 2008.

Si se excluyeran las rentas por petróleo, los ingresos del gobierno se reducen de manera significativa, especialmente en los años recientes. Para 2008, por ejemplo, los ingresos del GNC se reducen en 2,6% del producto, al descender de 18,9% a 16,3% del PIB.

Para reafirmar la importancia del choque petrolero en el desempeño fiscal del GNC, en la Gráfica 17 se desagrega la variación anual de los ingresos totales entre las rentas provenientes del petróleo y los demás ingresos. Allí se observa que los ingresos en términos del producto aumentaron en todos los años, especialmente en 2006, cuando registraron una expansión de 1,4% del PIB. Las rentas asociadas al petróleo explican el 50% del aumento de los ingresos en 2005, el 6% en 2006 y el 56% en 2007.

En el año 2008, las rentas petroleras, incluyendo el traslado de los ahorros de Ecopetrol en el FAEP, explican el 87% del aumento de los ingresos totales del GNC.

Gráfica 17. Fuentes de Expansión de Ingresos GNC (% del PIB y Participaciones)



Fuente: CONFIS-MHCP, DIAN, Ecopetrol.

4.3 INCIDENCIA SOBRE LAS ENTIDADES TERRITORIALES

Las finanzas de las ET se benefician del choque en el precio internacional del petróleo a través del aumento en el giro de regalías. La Ley 141 de 1994 reglamentó el derecho que tiene el Estado y sus entidades territoriales para cobrar regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables. Esta norma estableció la fórmula de liquidación de las regalías (sobre la base de la producción y ciertos precios de referencia) y los criterios para su uso y distribución entre las entidades territoriales beneficiarias.

Para el caso de los hidrocarburos, la regalía se fijó en el 20% de la producción de crudo. Las regalías por extracción de crudo explican actualmente el 80% del total de las regalías que reciben las ET por recursos no renovables.

Sobre la distribución de los recursos, cabe señalar que el 68% de las regalías petroleras se gira directamente a los departamentos y municipios productores y a los municipios portuarios por donde transita el crudo, y el 32% restante se destina al FNR.

Los recursos girados a las regiones se canalizan de dos formas. La primera corresponde al giro de regalías directas, a las que tienen derecho las entidades territoriales por Ley y, la segunda, se refiere al pago de regalías indirectas a través de la financiación de proyectos con recursos del FNR. Es importante anotar que en los últimos años, los recursos del FNR han sido utilizados para financiar proyectos regionales y para la constitución de reservas pensionales.

Luego de que en la segunda parte de la década del noventa el monto de regalías girado a las regiones oscilara alrededor de \$600 mil millones por año (0,5% del PIB), al comenzar la presente década se registra un aumento significativo en los recursos transferidos (Cuadro 1). En el año 2000, las regalías aumentaron a \$1,7 billones (0,9% del PIB), especialmente como consecuencia del incremento en el precio del petróleo.

En los años 2001 y 2002 se registra un leve descenso en el monto girado a las regiones, que se asocia a la reducción tanto del precio internacional del crudo como del volumen de producción. Después de un repunte importante en el giro de regalías en el año 2003, el monto transferido se reduce gradualmente hasta 0,7% del PIB en 2005.

En 2006 las regalías por petróleo alcanzaron 0,9% del PIB y luego en 2007 ascendieron a 1,2% del PIB. De acuerdo con la última información disponible, el monto de las regalías ascenderá a \$5 billones en 2008 (1,26% del PIB), lo cual constituye un máximo histórico.

Cuadro 11. Evolución de las Regalías por extracción de Petróleo 1990-2008 (Miles de Millones de Pesos)

Concepto	1995-1999 Promedio	2000 ¹	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 ²	2003-2008 Promedio
Municipios Productores	355	927	875	1.021	1.465	1.526	1.596	2.152	2.193	3.449	2.063
Municipios Puertos	22	60	65	69	88	99	91	139	125	204	124
Carga, descarga y cabotaje	14	30	26	5	30	39	43	61	54	92	53
Total Entidades Territoriales	390	1.017	965	1.095	1.582	1.664	1.731	2.352	2.372	3.745	2.241
FNR Escalonamiento	-	56	11	24	20	24	10	5	3	3	11
Dir. Tesoro Nacional FNR	214	607	552	482	642	335	304	376	327	514	416
Total FNR	214	663	563	507	662	359	315	381	330	517	427
DNP regalías interventoras	-	-	-	-	-	14	20	26	27	36	20
Consortio comercial Fonpet/3	-	-	-	-	-	21	0	140	1.537	690	398
Total Regalías	604	1.680	1.529	1.602	2.244	2.058	2.065	2.900	4.266	4.988	3.087
Total Regalías (Porcentajes del PIB)	0,5	1,0	0,8	0,8	1,0	0,8	0,7	0,9	1,2	1,3	1,0
Memo Item											
WTI (promedio año) ⁴	19,0	30,3	25,9	26,1	31,1	41,4	56,5	66,1	72,2	110,4	62,9
Producción (miles de barriles por día)	687	687	604	578	541	529	526	528	531	580	539

Fuente: Ecopetrol y Ministerio de Hacienda y Crédito Público hasta 2003 y ANH a partir de 2004

¹ Para los años 2000 a 2003 dentro del monto total de regalías girado al FNR se incluye los giros al Fonpet

² Cifras observadas hasta octubre de 2008, noviembre y diciembre preliminares

4.4 INCIDENCIA SOBRE LA SEGURIDAD SOCIAL

El choque petrolero ha beneficiado principalmente al FONPET y al Patrimonio Autónomo de Ecopetrol, el cual, como ya se mencionó, fue constituido para atender el pasivo pensional de la empresa. De acuerdo con la normatividad vigente, el FONPET recibe el 5% del valor total de la regalías y el 50% de los recursos del FNR. A junio de 2008 el portafolio del FONPET alcanzó alrededor de \$15 billones, de los cuales \$3,4 billones (el 23%) provienen de aportes por regalías. Los aportes al Fondo por regalías aumentaron de \$0,1 billones en 2006 a \$1,5 billones en 2007, y se espera que asciendan a \$0,7 billones en 2008.

De otro lado, el Patrimonio Autónomo de Ecopetrol tiene un portafolio de \$8,5 billones, que se origina en los aportes de la empresa y los rendimientos financieros. El primer aporte se realizó a finales del año 2000, por un monto de \$2,5 billones representados en títulos de la tesorería TES Clase B. Entre 2002 y 2003 la empresa realizó nuevos aportes por \$0,4 billones. Posteriormente, en 2004 se giró \$1 billones y entre 2005 y 2007 se transfirió cerca de \$1 billón, con lo cual los aportes totales ascienden aproximadamente a \$5 billones.

4.5 INCIDENCIA SOBRE EL FAEP

Los recursos ahorrados en este Fondo fueron relativamente importantes al inicio de la presente década, con un nivel de 0,8% del PIB en 2000 y de 0,4% del PIB en 2001. En los dos años siguientes, el ahorro descendió a 0,1% del PIB por año, y entre los años 2004 y 2007 se observa de nuevo un repunte en el valor de los aportes con un promedio anual de 0,3% del PIB. Durante estos cuatro años el saldo total del Fondo ascendió de US\$1.274 a US\$2.603 millones entre 2004 y 2007, representando para este último año el 1,3% del PIB.

Cuadro 12. Operaciones del FAEP (Millones de USD)

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	1997-2007
Saldo inicial (1)		34	85	202	488	1.325	1.410	1.197	1.131	1.274	1.608	2.187	
Aportes (2)		81	158	332	787	325	124	87	217	374	582	407	3.454
Retiros de Aportes (3)		29	38	45	9	284	317	111	70	50	35	41	1.009
Utilidad Total (4)		0	0	6	68	92	73	30	26	37	85	133	551
Utilidades Retiradas (5)		1	3	7	9	68	92	73	30	26	34	84	427
Saldo Final (6) = (1+2-3+4-5)		34	85	202	488	1.325	1.410	1.197	1.131	1.274	1.608	2.187	2.569
% del PIB	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio 2004-2007
Saldo inicial		0,0	0,1	0,2	0,5	1,4	1,5	1,3	1,0	0,9	1,0	1,1	1,0
Aportes		0,1	0,1	0,3	0,8	0,4	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2
Retiros de Aportes		0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilidad Total		0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0
Utilidades Retiradas		0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Saldo Final		0,1	0,2	0,5	1,4	1,5	1,3	1,2	1,1	1,1	1,3	1,3	1,2

Fuente: Cálculos SGEE con base en BR.

5. COLOMBIA ANTE LA CRISIS FINANCIERA INTERNACIONAL

5.1 EFECTOS COLATERALES

Los gobiernos estadounidense y europeo ya han intervenido para tratar de salvar el sistema financiero y devolver los niveles de confianza. En Colombia ya se empiezan a sentir los efectos de la crisis que se han trasladado del sector financiero al productivo, lo que se hace evidente en el ritmo del crecimiento económico y en los cálculos que se hicieron para elaborar el presupuesto del año entrante.

Para enfrentar las repercusiones de la crisis financiera, las autoridades de Estados Unidos ya tomaron las medidas pertinentes. El Congreso ha aprobado un paquete de ayuda por valor de US \$700.000 millones. Durante el proceso de negociación para que esta propuesta fuera aprobada por el Congreso, se negociaron también exenciones tributarias a determinados sectores. Los analistas creen que esta es una acción necesaria para salvar al sistema financiero, pero habrá que esperar un poco más para ver si esto hace que se recupere la confianza por parte de empresarios/as, financistas y a la ciudadanía en general.

La reacción de los países europeos no se ha hecho esperar, el Banco Central Europeo (BCE) anunció medidas encaminadas a facilitar la liquidez del sistema, entre ellas la ampliación de las garantías que acepta de los bancos comerciales y la flexibilización de las condiciones de préstamos a largo plazo.

La alta volatilidad en las bolsas de valores es la muestra de lo que el Fondo Monetario Internacional (FMI) ha llamado como la situación “más peligrosa” de los mercados financieros desde la época de la gran depresión en los años treinta.

El impacto de la crisis en Colombia ya se empezó a sentir en carne propia; por la quiebra del Banco Lehman Brothers los fondos de pensiones han perdido \$ 55.000 millones y el Banco de la República US\$ 2,7 millones. Sin embargo, como en otros temas, aún no hay acuerdo con las cifras, según la Superintendencia Financiera, las pérdidas que han tenido las Administradoras de los Fondos de Pensiones ascienden a \$65.000 millones.

Según Asofondos, la caída de los precios de las acciones y de los títulos de deuda pública les significó en septiembre de 2008 a las seis administradoras de fondos del país, pérdidas por una cifra cercana a \$579.000 millones. Ante esto no se han escuchado los pronunciamientos sobre las medidas que van a tomar las autoridades para proteger a las y los trabajadores colombianos de estos coletazos proporcionados por la crisis financiera internacional.

Es de esperarse que la crisis internacional en Colombia empiece a notarse en otros frentes. Se prevé que tenga efectos principalmente en las exportaciones, la inversión extranjera directa y las obras de infraestructura.

Por lo pronto ya se dieron a conocer los montos de las pérdidas ocasionadas en las grandes empresas por cuenta de los vaivenes en los mercados bursátiles, actualmente la capitalización bursátil de Colombia (Valor de las empresas en bolsa) es de \$196 billones, mientras que al cierre de agosto, este era de \$230 millones.

Ante este panorama, el Ministro de Hacienda aún considera que lo que se está experimentando es una desaceleración económica y asegura que la economía nacional está blindada. Otros analistas sin embargo, llaman la atención sobre cómo en la época de auge no se aprovecharon las condiciones favorables en términos de crecimiento para reducir el déficit fiscal y cómo esto afecta el margen de acción para lo que se viene.

En ese sentido otros conocedores del tema afirman que es el momento para que el Banco de la República empiece a bajar las tasas de interés. Sin embargo, el Emisor tomó la decisión de mantener la misma política anti-inflacionaria dejando las tasas de interés intactas, es decir en 10%.

Mientras tanto, ya empezaron los pronósticos sobre la meta de crecimiento del año 2009, quienes son más optimistas como el Gobierno, le apuestan al 5%, la Asociación Nacional de Instituciones Financieras (ANIF) al 3,5% y el Fondo Monetario Internacional (FMI) se queda con el 3%. Esto se presenta básicamente porque los efectos de la crisis se manifestarán en una disminución de los precios de las materias primas.

Las cuentas para el 2009 se descuadraron por efecto del contagio de la crisis internacional, por un menor volumen de recaudo de impuestos y por la recuperación del dólar, con las implicaciones que esto tiene en términos del costo de la deuda pública.

Para el año 2009, el Gobierno tenía presupuestado endeudarse para financiar gasto por un valor cercano a los de \$5 billones, es decir US\$ 2,400 millones. De éstos, US\$ 1.400 se gestionarían con la banca multilateral y los otros US\$ 1.000 provendrían de la colocación de bonos en el mercado extranjero.

Para quienes saben del asunto, el presupuesto del año entrante por valor de \$140.5 billones, no tiene financiación en un 3.45%, es decir por una cantidad cercana a los \$5 billones. Esto aunado al hecho de que el recaudo de impuestos del año 2008 ya presenta un faltante de \$312.000 millones.

La inversión extranjera directa sigue siendo uno de los temas de mostrar. Los

analistas mencionan que hasta el 3 de octubre de este año, habían ingresado al país por este concepto un valor cercano a los US\$ 6.659 millones. Lo que no se dice es que por cuenta de giros de utilidades y dividendos de la inversión extranjera desde el país al exterior, también se generan cuantiosas sumas, para el 2007, según datos de la CEPAL este valor fue de US\$ 6.534 millones.

Los principales sectores a los que se dirige esta clase de inversión son el petrolero y el de minería, los cuales concentran el 69.5% de los recursos provenientes de inversión extranjera directa. Ahora, que los precios del petróleo están cuesta abajo, seguramente el flujo de dineros desde exterior dirigidos a este sector, se verá disminuido. La caída en el precio internacional del petróleo también tendrá su efecto en las exportaciones que desde Colombia se hacen al mercado venezolano, quien estará abocado a reducir su consumo.

El comportamiento de los precios del crudo también tendrá repercusiones en el presupuesto nacional, esto hará necesario que se reajusten las finanzas publicas si no se quiere seguir agrandando el déficit del Gobierno Nacional Central (GNC), que hoy se sitúa en el 3.8%.

5.2 EL CONTEXTO INTERNACIONAL

En 2007 el consumo total de petróleo en el mundo se ubicó en 85,7 millones de barriles por día (mbpd), mientras que la producción total fue de 84,7 mbpd, lo cual implicó un exceso de demanda de petróleo y fue la principal razón que soportó el hecho de que el precio del petróleo terminara el año anterior cerca de US\$100 por barril. Sin embargo, esta ha sido una situación característica del mercado petrolero en los últimos años y, al parecer, podría mantenerse en el corto plazo.

De hecho, al revisar las cifras de años recientes se destaca que mientras que a comienzos de esta década China consumía un 24% del total de petróleo que consumía EEUU en un año, esa relación se ha incrementado y en 2007 se ubicó en 37%, a pesar de que el consumo en EEUU creció 5% durante ese periodo. Eso significa que la demanda de petróleo de China ha sido muy dinámica, hecho que además se refleja en la participación dentro del consumo global de petróleo, indicador que aumentó de 6% a 9% entre los años 2000 y 2007.

Por el lado de la oferta, para 2009 se proyecta que la producción mundial alcance 88,7mbpd, lo que equivale a un crecimiento de 3,98 mbpd desde el nivel de producción de 2007. Este aumento respondería esencialmente a un incremento de la producción en 1,5 mbpd en los países de la OPEP y de 2,45 mbpd en los países no miembro de la OPEP, donde específicamente se proyecta un amplio crecimiento de la producción en países como Rusia, Azerbaiyán y Brasil.

Por el lado de la demanda, para 2009 el pronóstico es que el consumo global se ubique en 88,5 mbpd lo que implicaría un crecimiento de 1,5% anual en la demanda mundial de crudo en los años 2008 y 2009. Para 2008, específicamente, del crecimiento esperado de 1,3 mbpd en el consumo global de petróleo, el 80% de este incremento estaría explicado por el crecimiento de la demanda en China, India y otros países asiáticos y del Medio Oriente.

En consecuencia, la expectativa sobre el precio del petróleo es que se mantenga alto para el 2009 a pesar de que se espera un mayor equilibrio entre la oferta y la demanda de crudo entre el 2008 y 2009.

Mientras que en 2007 el precio promedio del petróleo WTI se ubicó en US\$72 por barril, para 2008 se espera que el promedio se ubique en US\$86 por barril y que baje apenas a US\$82 por barril en 2009.

Cuadro 13. Reservas Mundiales de Petróleo 1995-2006

Reservas Mundiales de Petróleo 1995 - 2006 (Thousand million barrels)													
REGIONES	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	VARIACION 2005/2006 (%)
MEDIO ORIENTE	661,46	672,17	672,83	673,84	674,81	691,03	695,34	728,93	733,91	738,24	742,71	742,75	0,01
EUROPA & EURASIA	81,50	82,64	87,80	110,62	113,47	114,15	133,95	136,37	139,62	141,38	145,24	144,40	-0,58
NORTE AMERICA	89,05	89,27	89,04	65,31	69,50	68,88	67,03	65,49	62,20	60,66	60,68	59,92	-1,26
SUR AMERICA & CENTRO A	83,81	90,80	93,49	95,60	97,85	97,91	98,85	100,08	100,20	103,02	103,23	103,49	0,25
AFRICA	71,95	74,93	75,26	77,17	84,72	93,39	96,81	101,74	112,27	113,80	117,17	117,17	0,00
ASIA PACIFICO	39,43	39,19	40,37	41,31	42,65	42,86	43,38	40,84	40,73	40,25	40,51	40,51	0,00
TOTAL	1.027,19	1.049,01	1.058,78	1.063,85	1.083,00	1.108,22	1.135,36	1.173,45	1.188,93	1.197,35	1.209,55	1.208,24	-0,11
VARIACION ANUAL %	1,70	2,12	0,93	0,48	1,80	2,33	2,45	3,36	1,32	0,71	1,02	-0,11	

Reservas Mundiales probadas estimadas a diciembre del 2005 - Dichas reservas excluyen las reservas posibles y probables.

Fuente: <http://www.bp.com>

5.3 EL FUTURO DEL PETRÓLEO PARA EL 2009

Parece que fue ayer cuándo nos quejábamos del elevado precio del petróleo. Con titulares como "El rápido ascenso del petróleo desata rumores sobre el barril a 200 dólares para este año", la edición del Wall Street Journal del 7 de julio de 2008 advertía de que precios tan elevados someterían a "tensiones extremas a grandes sectores de la economía norteamericana".

Hoy, con el petróleo a más de 40 dólares el barril, cuesta menos de un tercio de lo que valía en julio de 2008, y algunos economistas han predicho que podría llegar a caer hasta 25 dólares por barril en 2009.

Precios así de bajos -como su equivalente en las gasolineras- los verán como un regalo del cielo muchos consumidores norteamericanos duramente golpeados, aún cuando garanticen graves penurias económicas en países productores de petróleo como Nigeria, Rusia, Irán, Kuwait y Venezuela, que dependen de las exportaciones de energía para buena parte de sus ingresos nacionales. En esto hay, no obstante, una realidad sencilla pero crucial que tener en consideración: no importa lo que cueste, suba o baje, el petróleo tiene profundas repercusiones en el mundo en que vivimos, y eso será igual de cierto en 2009 que en 2008.

¿La razón? En los buenos como en los malos tiempos, el petróleo seguirá suministrando la mayor parte de la provisión mundial de energía. Pese a todo lo que se habla sobre alternativas, el petróleo seguirá siendo la fuente de energía número uno al menos durante varias de las próximas décadas. De acuerdo con las previsiones de diciembre de 2008 del Departamento de Energía (DE) norteamericano, los productos petrolíferos abarcarán el 38% del suministro energético total en 2015; el gas natural y el carbón, sólo el 23% cada uno. Se espera que el margen del petróleo en el total decaerá ligeramente a medida que los biocombustibles (y otras alternativas) ocupen un porcentaje mayor del total, pero incluso en 2030 –la previsión más alejada a la que está dispuesta a llegar el DE- todavía seguirá siendo el combustible dominante.

Un parámetro semejante vale para el resto del mundo: aunque se confía en que los biocombustibles y otras fuentes energéticas renovables desempeñen un papel cada vez mayor en la ecuación energética global, no espere nadie que el petróleo sea otra cosa que la fuente principal de combustible en las décadas por venir.

Sigan con atención la política del petróleo y sabrá siempre así mucho sobre lo que verdaderamente acontece en el planeta. Precios bajos como los actuales son malos para los productores, y dañarán por tanto a una serie de países que el gobierno norteamericano considera hostiles, entre los que se cuentan Venezuela, Irán, y hasta ese gigante del petróleo y el gas natural que es Rusia. Todos los cuales han utilizado en años recientes sus ingresos petrolíferos en aumento para financiar esfuerzos políticos considerados perjudiciales para los intereses norteamericanos. No obstante, los precios menguantes también podrían sacudir los cimientos mismos de aliados petrolíferos como México, Nigeria y Arabia Saudí, que podrían experimentar perturbaciones internas conforme decrezcan los ingresos por el petróleo, y por tanto los gastos del estado.

Igualmente importante es que el menguado precio del petróleo desanima a la inversión en iniciativas petrolíferas complejas como la prospección marítima en aguas profundas, así como la inversión en el desarrollo de alternativas al petróleo

como biocombustibles (no alimentarios) avanzados. Acaso de modo absolutamente desastroso, en un momento de petróleo barato, también es probable que disminuya la inversión en alternativas no contaminantes y que no alteran el clima, como la energía solar, eólica y maremotriz. A largo plazo, lo que esto significa es que, una vez comience la recuperación económica global, podemos esperar una nueva sacudida en los precios del petróleo mientras las futuras opciones energéticas se demuestran dolorosamente limitadas.

Está claro que no hay modo de escapar de la influencia del petróleo. Pero es difícil saber qué formas adoptará esta influencia en el curso del año.

5.4 EL PRECIO DEL PETRÓLEO SEGUIRÁ SIENDO BAJO HASTA QUE EMPIECE A AUMENTAR DE NUEVO

El precio del petróleo ha caído esencialmente hasta desfallecer porque, en los últimos cuatro meses, la demanda se ha desplomado debido a la aparición de una pasmosa recesión global. No es probable que se acerque a los precios excepcionales de la primavera y el verano de 2008 hasta que la demanda se reponga y la oferta global de petróleo se frene de modo espectacular. En este momento, ninguna bola de cristal puede predecir cuándo sucederá alguna de estas dos cosas.

La contracción de la demanda internacional ha sido desde luego contundente. Después de ascender durante buena parte del pasado verano, la demanda se desplomó a principios del otoño en varios cientos de miles de barriles diarios, ocasionando un descenso neto en 2008 de 50.000 barriles diarios. Para el 2009, el Departamento de Energía mantiene una previsión según la cual la demanda caerá en 450.000 barriles diarios, "la primera vez en que el consumo mundial descendería por dos años consecutivos".

No hace falta decir que este descenso ha sido inesperado. Creyendo que la demanda internacional seguiría creciendo, -como había sido el caso de casi todos los años desde la gran última recesión de 1980- la industria petrolífera global fue ampliando su capacidad de producción de manera regular y se preparaba para más de lo mismo en 2009 y posteriormente. Ciertamente, sometida a una intensa presión de la administración Bush, los saudíes habían indicado en junio pasado que incrementarían gradualmente su capacidad hasta alcanzar dos millones y medio de barriles suplementarios al día.

Hoy la industria se ve lastrada por una producción excesiva y una demanda insuficiente, una receta que garantiza la caída en picado de los precios del petróleo. Ni siquiera la decisión del 17 de diciembre de 2008 por parte de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de

reducir su producción colectiva en 2,2 millones de barriles diarios ha conseguido llevar a aumento significativo de los precios.

¿Cuánto durará el desequilibrio entre demanda y oferta? Hasta mediados de 2009, si no es hasta finales de año, en opinión de la mayor parte de los analistas. Hay otros que sospechan que no se pondrá en marcha una verdadera recuperación global hasta 2010 o más tarde. Todo depende de lo profunda o prolongada que esperemos que sea la recesión o cualquier depresión por venir.

Será un factor crucial la capacidad de China para absorber petróleo. Después de todo, entre 2002 y 2007, este país contabilizó el 35% del aumento total del consumo de petróleo mundial, y de acuerdo con el DE, se espera que reclame para sí al menos otro 24% de cualquier incremento global en la década venidera.

El ascenso de la competencia china, combinando con una demanda que no cede en las naciones industrializadas más antiguas, y una significativa especulación en los precios de futuros del petróleo, explicaban en buena medida la forma astronómica en que subieron los precios hasta el verano pasado. Pero con la economía china desfalleciendo a ojos vista, esas proyecciones ya no parecen válidas. La mayoría de los analistas prevén hoy que una brusca disminución de la demanda china no hará más que acelerar el camino descendente de los precios globales de la energía. En estas condiciones, un pronto giro en los precios parece cada vez menos probable.

5.5 CUANDO SUBAN LOS PRECIOS DE NUEVO, LO HARÁN BRUSCAMENTE

En la actualidad, el mundo disfruta de una perspectiva (relativamente) poco familiar de excedente en la producción petrolífera, pero hay algo en esto que presenta problemas. Mientras los precios sigan siendo bajos, las empresas petrolíferas no tendrán incentivos para invertir en costosos proyectos de nueva producción, lo que significa que no se añade nueva capacidad a las reservas globales existentes, mientras se continúa extrayendo la capacidad disponible.

Dicho de modo sencillo, lo que esto quiere decir es que cuando la demanda comience de nueva a incrementarse, lo probable es que la producción total resulte insuficiente. Tal como ha sugerido Ed Crooks, del Financial Times, “La caída a pico del precio del petróleo es un peligroso analgésico que genera adicción: el alivio a corto plazo se produce a costa de graves daños a largo plazo”.

Ya se están multiplicando con rapidez las señales de ralentización en las inversiones en producción de petróleo. Arabia Saudí, por ejemplo, ha anunciado demoras en cuatro proyectos energéticos de envergadura, en lo que parece ser una amplia retractación de su promesa de aumentar la producción en el futuro. Entre los proyectos que sufrirán retrasos se encuentra una iniciativa de 1.200

millones de dólares para volver a poner en funcionamiento el histórico campo petrolífero de Damman, el desarrollo del campo petrolífero de Manifa, con 900.000 barriles diarios, y la construcción de nuevas refinerías en Yanbu y Jubail. En cada uno de estos casos, las demoras se están atribuyendo a la reducción de la demanda internacional.

Por ende, la mayoría de las reservas de “petróleo fácil” ya se han agotado, lo que significa que prácticamente todas las reservas globales que quedan pertenecen a la variedad de “petróleo difícil”. Éstas requieren una tecnología de extracción excesivamente costosa como para ser rentable en un momento en el que el precio por barril sigue estando por debajo de los 50 dólares. Entre las principales se cuentan la explotación de arenas bituminosas en Canadá y las plataformas marinas en aguas profundas del Golfo de México, el Golfo de Guinea y la costa brasileña. Si bien esas reservas potenciales albergan suministros importantes de crudo, no producirán beneficios hasta que el precio del petróleo alcance los 80 dólares o más por barril, casi el doble del precio al que se vende hoy.

En estas circunstancias, poco puede sorprender que las principales compañías cancelen o pospongan planes de nuevos proyectos en Canadá y en ubicaciones marinas.

Con la industria recortando sus inversiones, habrá menos capacidad de satisfacer la demanda en ascenso cuando la economía mundial repunte. En ese momento podemos esperar que la situación cambie con una rapidez previsiblemente alarmante, a medida que la creciente demanda se encuentre de pronto siguiendo a una oferta insuficiente en un mundo con déficit energético.

No podemos, por supuesto, saber cuándo sucederá esto ni hasta dónde se elevarán los precios del petróleo, pero hay que esperar conmoción en las gasolineras. Es posible que la sacudida energética no sea menos feroz que la actual recesión global y el desplome de los precios energéticos.

El Departamento de Energía, en sus previsiones más recientes, predice que el petróleo llegará a una media de 78 dólares por barril en 2010, 110 dólares en 2015 y 116 en 2020. Otros analistas sugieren que los precios podrían elevarse mucho más y mucho más rápidamente, sobre todo si la demanda se reanima con presteza y las compañías petrolíferas actúan con lentitud para reiniciar proyectos que ahora quedan a la espera.

5.6 LOS BAJOS PRECIOS DEL PETRÓLEO, COMO LOS ALTOS, TENDRÁN IMPORTANTES IMPLICACIONES POLÍTICAS EN TODO EL MUNDO

El ascenso regular de los precios del petróleo entre 2003 y 2008 fue resultado de un brusco aumento de la demanda global, así como de la impresión de que la

industria energética internacional estaba teniendo dificultades para introducir nuevas fuentes de suministro.

Muchos analistas se refirieron a la llegada inminente del “pico del petróleo”, el momento en el que la producción global comenzaría un declive irreversible. Todo ello fomentó feroces esfuerzos por parte de las naciones de mayor consume para asegurarse el control de todas las Fuentes extranjeras de petróleo que pudieran, y en ello se cuentan los frenéticos intentos por parte de empresas norteamericanas, europeas y chinas para engullir concesiones petrolíferas en África y la cuenca del Mar Caspio.

Con la caída en picado de los precios del petróleo y una sensación creciente (por temporal que sea) de abundancia petrolífera, esta competencia de perro-comes-perro es probable que remita. La actual falta de intensa competencia no significa, empero, que los precios del petróleo dejen de tener repercusiones en la política global. Muy al contrario. De hecho, con precios bajos hay la misma posibilidad de que enturbien el panorama internacional, solo que de forma distinta. Aunque la competencia entre estados consumidores puede aminorarse, seguro que se acrecentarán las condiciones políticas negativas en las naciones productoras.

Muchas de estas naciones, entre las que se cuentan, entre otras, Angola, Irán, Irak, México, Nigeria, Rusia, Arabia Saudita y Venezuela, dependen de los ingresos del petróleo para buena parte del gasto del estado, y emplean este dinero para financiar la salud y la educación, la mejora de infraestructuras, los subsidios alimentarios y energéticos y los programas de bienestar social.

Los precios de petróleo en alza, por ejemplo, permitían a muchos países productores reducir el elevado empleo juvenil, y así el descontento potencial. A medida que los precios vuelven a caer, los gobiernos se ven ya forzados a recortar los programas de ayuda a los pobres, la clase media y los desempleados, lo que está ya provocando olas de inestabilidad en muchas partes del mundo.

El desplome de los precios del petróleo también va a someter a tensiones graves a los gobiernos de Irán, Arabia Saudita y Venezuela, todos los cuales se beneficiaron de los precios excepcionales de los últimos años para financiar obras públicas, subvencionar necesidades básicas y generar empleo. Al igual que Rusia, estos países adoptaron presupuestos expansivos asumiendo que un mundo en el que el barril de petróleo mantenía un precio de 70 dólares o más continuaría indefinidamente. Ahora, como otros productores afectados, deben recurrir a las reservas acumuladas, pedir prestado pagando el precio y recortar el gasto social, todo lo cual supone el riesgo de que surjan oposición política y descontento internos.

El gobierno de Irán, por ejemplo, ha anunciado planes para eliminar los subsidios a la energía (la gasolina cuesta ahora 36 céntimos de dólar por galón), una

medida que se espera desate protestas generalizadas en un país en el que las tasas de desempleo y el coste de la vida aumentan apresuradamente. El gobierno saudí ha prometido evitar recortes presupuestarios de momento, recurriendo a las reservas acumuladas, pero también allí crece el desempleo.

El gasto decreciente de estados productores de petróleo como Kuwait, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos afectará también a países no productores como Egipto, Jordania y Yemen, debido a que los jóvenes de estos países emigran a las monarquías petrolíferas cuando los tiempos se presentan prósperos buscando empleos mejor pagados. Cuando los tiempos son malos, son los primeros en ser despedidos y a menudo acaban de vuelta en sus respectivos países, donde les esperan escasos empleos.

En el contexto de un planeta atrapado en un feroz declive económico, es fácil imaginar otras tormentosas perspectivas energéticas que impliquen a países clave en la producción de petróleo. No se puede prever cuándo y dónde surgirán, pero lo que es probable es que esos estallidos hagan mucho más difícil cualquier era futura de precios energéticos en ascenso. Y, desde luego, los precios volverán a subir, quizás pronto un año de estos, con rapidez y batiendo nuevas marcas.

En ese momento nos enfrentaremos al tipo de problemas que arrostramos en la primavera y el verano de 2008, cuando una aguda demanda y una oferta insuficiente propulsaron los costes del petróleo al cielo. Entretanto, es importante recordar que, aún con precios tan bajos como los que ahora tenemos, no podemos huir de las consecuencias de nuestra adicción al petróleo.

Estudios elaborados por la firma PFC, radicada en Washington y el banco alemán Deutsche Bank, colocan a Venezuela como el país más vulnerable.

PFC considera que Venezuela necesita en 2009 un precio promedio del petróleo de 97 dólares para equilibrar sus cuentas, mientras que en 2000 requería de un barril a 34 dólares.

Los resultados del estudio, difundido por Reuters, indican que Nigeria puede balancear su presupuesto con un barril a 71 dólares, Irán con 58 dólares, Arabia Saudita con 62 dólares, Kuwait 48, Emiratos Árabes 51 y Argelia 35.

Deutsche Bank afirma que el próximo año Venezuela e Irán requieren que el precio promedio del barril se ubique en 95 dólares, Arabia Saudita en 55 dólares y Rusia 70 dólares.

Gracias al incremento del optimismo de los inversores luego de las medidas destinadas a enfrentar la crisis y restablecer la confianza en los mercados, así como por especulaciones sobre la producción de la OPEP, el petróleo recuperó parte del terreno perdido.

CONCLUSIONES

En primer lugar es importante señalar que el tema del petróleo sigue una lógica de oferta y demanda muy particular. Dado que en ocasiones los momentos de crisis y fluctuaciones en los precios son originados más por elementos de índole especulativo que por un análisis basado en proyecciones reales de los posibles escenarios que se presentan ante determinados acontecimientos internacionales.

La economía mundial sigue estando muy ligada a la economía del petróleo, por lo que uno de los referentes básicos para la determinación de las políticas económicas a seguir en las distintas naciones sigue siendo el factor precio del petróleo, pues se puede afirmar que casi todo producto a nivel mundial está directa o indirectamente relacionado con el mismo.

En suma, creemos razonable pensar que el petróleo, tanto en el corto como en el largo plazo, responde a factores fundamentales de oferta y demanda. En ese contexto, esperamos que para el 2008-2009 el consumo por parte del principal consumidor del mundo prácticamente no registre crecimiento alguno, situación similar a la de Europa y Japón, donde los incrementos en el consumo serían bastante magros. En contraste, la demanda de China y otras economías emergentes se mantendría firme y con tasas de crecimiento muy similares a las de 2007.

Para el 2009 esperamos un precio promedio de USD 95/barril, en un escenario de oferta y demanda aún estrecho. Asimismo, como precio de largo plazo consideramos USD 85/barril, cifra que creemos consistente con las presiones por el lado de los costos que vive la industria y que no esperamos cedan drásticamente en los próximos años.

Durante los últimos años, los impuestos al consumo de los combustibles fueron superiores al costo del subsidio, por lo que el sector público obtuvo un beneficio neto positivo. Este hecho debe motivar una reflexión sobre la pertinencia de las políticas de subsidios e impuestos al consumo. En la práctica, estas políticas han permitido que parte del recaudo lo absorba el subsidio, produciendo un resultado inocuo y poco transparente desde el punto de vista fiscal. Tal vez una mejor política sería aquella que elimine los subsidios y redefina los impuestos a los combustibles de acuerdo con la política tributaria general.

Finalmente, es necesario llamar la atención sobre las consecuencias fiscales que traerá la reducción del precio internacional del crudo, ya que la caída en los ingresos provenientes de la actividad petrolera podrá ser similar al monto de recursos obtenido durante la bonanza. Ésta caída será especialmente notoria a

partir del año 2010, cuando los efectos de la reducción del precio se reflejen plenamente en los resultados del sector petrolero.

La nueva situación demandará un esfuerzo significativo del sector público en materia de ingresos y de gastos, con el fin de evitar el deterioro de la situación fiscal. La tarea no será fácil, puesto que el país enfrentará una situación económica adversa por la crisis internacional y por el quiebre del ciclo económico, que disminuirá los ingresos tributarios, presionará el fisco por mayor gasto y complicará la disponibilidad de financiamiento.

En conclusión, el impacto de los altos y sostenidos precios del petróleo en los mercados internacionales está teniendo un impacto significativo sobre la economía colombiana y desconocerlo puede ser costoso, en la medida en que tiene impactos relevantes sobre el crecimiento de algunos sectores transables, sobre la tasa de cambio al aumentar la inversión extranjera directa y sobre la inflación y la política monetaria al afectar algunos precios y costos.

BIBLIOGRAFIA

1. ACCIONES, MINERIA Y PETROLEO. "Ecopetrol: Rendimiento Superior al Mercado". Departamento de Estudios Corredores Asociados. Abril de 2008
2. AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. Página Web: www.iea.org
3. BANCO DE LA REPÚBLICA. "Informe de la Junta Directiva al Congreso" Julio de 2007 y Julio de 2008
4. ECONOMIA COLOMBIANA Y COYUNTURA POLITICA. "El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera". Octubre de 2000
5. ESCRUCERIA, RAFAEL (2008). "Proyecto de Acuerdo No. 538". Concejo de Bogotá D.C
6. FONDO MONETARIO INTERNACIONAL. Página Web: www.fmi.org
7. GONZÁLEZ, J. MESA, R. (2007) "Los ingresos del petróleo como mecanismo de ajuste externo en Colombia: 2000-2007", *Perfil de coyuntura económica*, No. 9, agosto de 2007, pp. 21-45.
8. MATI, AMINE. "Manejo de los Precios Crecientes del Petróleo en los Países en Desarrollo". Boletín del FMI, Departamento de Finanzas Públicas. 2008
9. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Política Estatal sobre Precios de Combustibles Líquidos, Calidad de Combustibles, GNV y Biocombustibles. Octubre de 2008.
10. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. "Precios Combustibles". Junio de 2008
11. MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. *Marco Fiscal de Mediano Plazo*. 2008
12. RINCÓN, HERNÁN (2008) "¿Los consumidores colombianos de combustibles reciben subsidios o, en neto, pagan impuestos?". *Borradores de Economía No. 540*'. Banco de la República.
13. RINCÓN, HERNÁN (2008) "Rentas Petroleras, Subsidios e Impuestos a los combustibles en Colombia". *Borradores de Economía No. 541*'. Banco de la República.

WEBGRAFÍA

www.ecopetrol.com.co

www.bloomberg.com

www.dinero.com

www.google.com

www.monografias.com

www.portafolio.com.co